

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

THÈSE PRÉSENTÉE À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

COMME EXIGENCE PARTIELLE
DU DOCTORAT EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR
TRAN KHANH VIET DUNG

INTERCONNEXION DES SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE AU RÉSEAU
DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE

AOÛT 2009

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

*Luận văn này con xin dành tặng Bố, Mẹ
và những người đã luôn ủng hộ tôi trong công việc và cuộc sống!*

À mes parents et à ceux qui m'ont supporté!

Résumé

Le développement des sources de production décentralisée, sur la base d'énergies renouvelables ou d'unités de cogénération, est désormais une réalité dans plusieurs pays à travers le monde grâce à la déréglementation du marché de l'énergie ainsi qu'aux évolutions technologiques des moyens de production de petite puissance. Cette production décentralisée se définit par opposition à la production classique centralisée qui a des unités de grosses puissances raccordées au réseau haute tension comme le réseau de transport ou de répartition. Le réseau de distribution représente le maillon du système de puissance où la présence de la production décentralisée est la plus attendue.

Dans ce contexte, l'objectif de cette thèse est d'apporter des contributions scientifiques au domaine de l'interconnexion de production décentralisée au réseau de distribution électrique de type Nord Américain. Ces contributions visent les deux régimes de fonctionnement du réseau : le régime permanent et le régime transitoire. Elles comprennent :

- i) le développement d'une méthode de calcul d'écoulement de puissance et de traitement des déséquilibres du réseau triphasé en intégrant les productions décentralisées monophasées basées sur les approches de réduction de l'ordre d'impédance et d'identification du sens de la puissance;

- ii) la proposition d'une méthode de détection de l'îlotage d'un système multi-source d'énergie basée sur la technique de corrélation et le signal injecté programmable.

Les résultats de la thèse démontrent la pertinence de travaux de recherche concernant la problématique de l'interconnexion de la production décentralisée au réseau de distribution électrique. Cette thèse a donné lieu à plusieurs publications (Annexe A) sur les contributions majeures.

Remerciements

Les travaux de recherche présentés dans cette thèse ont été effectués à l'Institut de Recherche sur l'Hydrogène (IRH) sur le campus de l'Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR).

Je souhaite exprimer mes remerciements à Monsieur Kodjo AGBOSSOU, Professeur au Département de génie électrique et génie informatique de l'Université du Québec à Trois-Rivières, d'avoir accepté la direction de ma thèse. Je tiens à le remercier plus particulièrement pour sa compétence, son expérience, ses idées, ses suggestions, sa disponibilité, son ouverture d'esprit, son humour et son soutien financier.

Je remercie sincèrement Monsieur Mamadou Lamine DOUMBIA, Professeur au Département de génie électrique et génie informatique de l'Université du Québec à Trois-Rivières, d'avoir accepté de codiriger ma thèse et pour sa compétence, son enthousiasme, sa disponibilité, sa collaboration, sa gentillesse et de son aide précieuse.

Je suis également très honoré que, Monsieur Anatole SÉVIGNY, Professeur à l'Université du Québec à Trois-Rivières, Monsieur Jamel GHOUILI, Professeur à l'Université de Moncton (Nouveau-Brunswick) et Monsieur Serge LEFEBVRE, Chercheur Expertise Réseaux électriques à l'Institut de Recherche d'Hydro-Québec (IREQ), aient accepté de participer au jury de ma thèse.

J'adresse ma gratitude aussi au corps professoral et au personnel de soutien du Département de génie électrique et génie informatique de l'UQTR pour leur enthousiasme, leur dynamisme, leur gentillesse et leur contact humain. Je tiens à remercier M. Adam SKOREK, M. Ahmed CHÉRITI, M. Daniel MASSICOTTE pour l'intérêt qu'ils m'ont porté dans leurs cours. Je remercie M. Adel Omar DAHMANE pour sa gentillesse, ses suggestions et particulièrement M. Pierre SICARD pour sa compétence, sa patience et les matches de ping-pong après les heures de travail.

Mes remerciements vont aussi à toute l'équipe de IRH et particulièrement à : Tahar TAFTICHT, Mylène ROBITAILLE, Alexis BILODEAU, Daouda FOFANA, Sylvain CHUPIN, Kokou ADEGNON pour leurs compétences, leurs gentillesses, leurs humours et leurs amitiés.

Un grand merci à la famille du Professeur retraité de l'UQTR, Monsieur Ky-Toan NGUYEN et Madame Diane BEAULIEU, et la famille de M. Thinh-Duc PHI pour leurs aides quotidiennes, leurs qualités humaines et leurs encouragements.

Enfin, je réserve une place toute particulière à mes parents et mon frère pour leurs soutiens inconditionnels, leurs encouragements et leurs opinions partagées tout au long de mon travail, sans lesquels rien n'aurait été possible.

Table des matières

Résumé.....	iii
Remerciements	v
Table des matières.....	vii
Liste des tableaux	xiii
Liste des figures	xiv
Liste des symboles	xix
Liste des abréviations.....	xxiv
Chapitre 1 - Introduction	1
1.1 Introduction générale.....	1
1.2 Problématique de recherche	2
1.2.1 Modification du transit de puissance	3
1.2.2 Variation de la tension	3
1.2.3 Perte de la stabilité du réseau.....	4
1.2.4 Sélectivité du système de protection.....	5
1.2.5 Déséquilibre de courant et de tension	6
1.2.6 Îlotage	7

1.3 Objectifs visés	11
1.4 Méthodologie de recherche	12
1.5 Contributions de recherche	12
1.6 Plan de la thèse	13
Chapitre 2 - Production décentralisée et réseaux d'énergie électrique	16
2.1 Introduction	16
2.2 Système d'énergie renouvelable.....	18
2.2.1 Éoliennes.....	18
2.2.2 Pile à combustible	20
2.2.3 Générateur photovoltaïque.....	22
2.3 Réseaux d'énergie électrique.....	23
2.3.1 Réseau de transport et de répartition électrique	23
2.3.2 Réseau de distribution électrique	25
2.3.3 Réseau électrique de type Nord Américain	27
2.4 Interconnexion de production décentralisée au réseau électrique et les normes en vigueur	30
2.5 Conclusions	33
Chapitre 3 - Modèle du réseau d'application, de la production décentralisée et outil de simulation	35
3.1 Introduction	35

3.2	Modèle du réseau d'application.....	36
3.2.1	Ligne aérienne triphasée ACSR 477 MCM	39
3.2.2	Câble souterrain monophasé 1/0 et triphasé 750 MCM.....	40
3.2.3	Transformateur HT/MT	42
3.2.4	Charges	42
3.2.5	Production décentralisée	43
3.3	Simulation du réseau d'application avec les logiciels industriels	43
3.3.1	EMTP (Electromagnetic Transients Program).....	43
3.3.2	ETAP (Electrical Transient Analyzer Program)	47
3.3.3	Comparaisons des résultats obtenus par les deux logiciels (EMTP et ETAP)	49
3.4	Conclusion.....	52
Chapitre 4 - Méthode proposée pour le calcul d'écoulement de puissance et le traitement des déséquilibres.....		
4.1	Introduction	53
4.2	Calcul d'écoulement de puissance.....	55
4.2.1	Méthode matricielle	55
4.2.2	Méthode basée sur la configuration du réseau par la division des couches	61

4.2.3	Analyses comparatives des méthodes de calcul d'écoulement de puissance et nécessité de développement d'une nouvelle méthode.....	63
4.3	Proposition d'une méthode basée sur la technique de réduction de l'ordre d'impédance du réseau et la technique d'identification du sens de la puissance	64
4.3.1	Réduction de l'ordre d'impédance propre et mutuelle du réseau	66
4.3.2	Identification du sens de la puissance	72
4.3.3	Diagramme de l'algorithme proposé	76
4.3.4	Calculs numériques détaillés d'un réseau simple	77
4.3.5	Validation de la méthode avec le réseau d'application.....	81
4.4	Traitement du déséquilibre de tension en utilisant la méthode proposée	83
4.4.1	Qualité de l'onde du réseau en présence des PDs	83
4.4.2	Études paramétriques : variation de puissance et de position géographique des productions décentralisées	85
4.5	Conclusion.....	87
Chapitre 5 - Îlotage et détection de l'îlotage du système mono-source		89
5.1	Introduction	89
5.2	Détection de l'îlotage du système mono-source.....	90
5.2.1	Méthodes passives	90

5.2.2	Méthodes actives.....	93
5.2.3	Méthodes situées au niveau du réseau	98
5.2.4	Récapitulation des méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source.....	101
5.3	Technique de corrélation avec le signal perturbé aléatoirement (S- aléatoire) pour la détection de l'îlotage du système mono-source	103
5.3.1	Détection de l'îlotage du système mono-source en appliquant la technique de corrélation avec le signal perturbé aléatoirement (S-aléatoire).....	103
5.3.2	Modèle et résultats de simulation	106
5.4	Conclusion.....	111
Chapitre 6 - Détection de l'îlotage du système multi-source.....		112
6.1	Introduction	112
6.2	Limite de la technique de corrélation avec le signal perturbé aléatoirement	112
6.2.1	Problématique et schéma équivalent du système multi-source.....	112
6.2.2	Résultats de simulation et limite de la technique avec S- aléatoire.....	114
6.3	Méthode proposée basée sur la technique de corrélation avec le signal perturbé programmable	117
6.3.1	Fondement analytique.....	117

6.3.2 Validation de la méthode	124
6.4 Conclusion.....	127
Chapitre 7 - Conclusions et recommandations.....	128
Bibliographie.....	133
Annexe A – Liste des publications	141
Annexe B – Code source du programme de calcul d’écoulement de puissance et de traitement du déséquilibre.....	142
Annexe C– Données du réseau d’application	150
Annexe D– Résultats d’écoulement de puissance obtenus par la simulation EMTP.....	153
Annexe E– Méthode de détection de l’îlotage basée sur la variation de la puissance et le coefficient de corrélation	156
Annexe F– Schémas de raccordement et de protection des installations de production décentralisée au réseau Hydro-Québec (norme de Hydro- Québec).....	157
Annexe G– Informations techniques à transmettre à Hydro-Québec lors de l’installation d’une production décentralisée	161
Annexe H– Contenu des études de protection des producteurs privés	163

Liste des tableaux

Tableau 2-1. Niveaux de tension utilisés dans le réseau électrique en Amérique du Nord.....	28
Tableau 2-2. Normes IEEE 1547 et CSA C22.2 en vigueur	31
Tableau 3-1. Identification des lignes du réseau d'application.....	38
Tableau 3-2. Caractéristiques électriques des câbles monophasé et triphasé	41
Tableau 3-3. Paramètres du transformateur HT/MT	42
Tableau 3-4. Courants (A) en valeur d'amplitude dans les lignes du réseau d'application (L1-L25)	49
Tableau 4-1. Nombre de processus itératifs en fonction du nombre de jeux de barres	63
Tableau 4-2. Courant de retour en fonction de l'impédance du neutre et de la terre.....	68
Tableau 5-1. Récapitulation des caractéristiques essentielles des méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source.....	102
Tableau 5-2. Paramètres électriques du modèle de simulation dans le cas critique.....	107
Tableau 6-1. Coefficient de corrélation du système multi-source en fonction de puissance de charge	115

Liste des figures

Figure 1.1. Transit de puissance en présence des PDs	3
Figure 1.2. Variation de la tension du réseau	4
Figure 1.3. Durée d'oscillation en fonction de la vitesse maximale du rotor	5
Figure 1.4. Déclenchement intempestif du système de protection.....	6
Figure 1.5. Aveuglement du système de protection.....	6
Figure 1.6. Îlotage du système mono-source	7
Figure 1.7. Variation du facteur de détection (F) avant et après l'îlotage	9
Figure 1.8. Interférences du système multi-source	10
Figure 1.9. Diminution du facteur d'identification de l'îlotage en fonction du nombre de PD	10
Figure 1.10. Étapes de réalisation de la thèse	15
Figure 2.1. Exemple de réseau électrique avec des sources de production décentralisée	17
Figure 2.2. Interconnexion par un redresseur-onduleur	19
Figure 2.3. Système génératrice synchrone et redresseur à diodes	19
Figure 2.4. Système génératrice asynchrone et redresseur à IGBT	20
Figure 2.5. Interconnexion pile à combustible – réseau électrique.....	20
Figure 2.6. Principe de commande du système complet de pile à combustible	21
Figure 2.7. Schéma de raccordement de modules photovoltaïques avec un hacheur supplémentaire	22
Figure 2.8. Hiérarchisation d'un réseau électrique	25

Figure 2.9. Carte de l'interconnexion des réseaux électriques en Amérique du Nord	28
Figure 2.10. Raccordement résidentiel.....	29
Figure 2.11. Raccordement des zones commerciales.....	30
Figure 2.12. Temps de déclenchement du relais de fréquence d'après la norme de Hydro-Québec.....	32
Figure 2.13. Temps de déclenchement du relais de tension d'après la norme de Hydro-Québec	32
Figure 3.1. Structure générale du réseau d'application	37
Figure 3.2. Disposition géométrique des lignes aériennes	40
Figure 3.3. Description du conducteur ACSR 477MCM.....	40
Figure 3.4. Description du conducteur de câble monophasé 1/0	41
Figure 3.5. Disposition géométrique du câble triphasé 750MCM	41
Figure 3.6. Simulation du réseau d'application avec le logiciel EMTP.....	44
Figure 3.7. Tensions triphasées au secondaire du transformateur (N0).....	45
Figure 3.8. Courants circulant dans la ligne aérienne triphasée (L1).....	46
Figure 3.9. Courants circulant dans le câble triphasé (L2)	46
Figure 3.10. Simulation du réseau d'application avec le logiciel ETAP	48
Figure 3.11. Courants circulant dans les lignes triphasées du réseau d'application (L1, L2)	50
Figure 3.12. Tensions aux nœuds (N0-N4) du réseau d'application	50
Figure 3.13. Tensions aux nœuds (N5-N15) du réseau d'application.....	51
Figure 3.14. Tensions aux nœuds (N16-N25) du réseau d'application	51
Figure 4.1. Algorithme complet de la méthode Newton-Raphson	57
Figure 4.2. Algorithme complet de la méthode Gauss-Seidel	60
Figure 4.3. Numérotation des nœuds	61
Figure 4.4. Numérotation des branches et des couches	62

Figure 4.5. Diagramme de la méthode proposée.....	66
Figure 4.6. Impédances propre et mutuelle du réseau élémentaire de type nord-américain	67
Figure 4.7. Simulation du réseau élémentaire pour déterminer le courant de retour.....	68
Figure 4.8. Courant de phase et courant de retour	69
Figure 4.9. Impédances propre et mutuelle du réseau réduit	69
Figure 4.10. Décomposition des valeurs en phase aux composantes symétriques	71
Figure 4.11. Identification du sens de la puissance.....	75
Figure 4.12. Algorithme complet de la méthode proposée	76
Figure 4.13. Réseau simple	77
Figure 4.14. Identification du sens de la puissance du réseau simple.....	78
Figure 4.15. Courants circulant dans les lignes triphasées (L1-L2).....	82
Figure 4.16. Courants circulant dans les lignes monophasées (L3-L11)	82
Figure 4.17. Courants circulant dans les lignes monophasées (L12-L25)	83
Figure 4.18. Variation de la tension en fonction de la position des PDs	86
Figure 4.19. Variation de la tension en fonction de la puissance des PDs.....	86
Figure 4.20. Taux de déséquilibre de tension en fonction de la puissance des PDs	87
Figure 5.1. Contrôleur de courant avec rétroaction positive	97
Figure 5.2. Technique PLCC pour la détection de l'îlotage	99
Figure 5.3. Principales méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source.....	101
Figure 5.4. Circuit équivalent du régime normal et de l'îlotage du système mono-source	104
Figure 5.5. Forme d'onde du signal S-aléatoire	106
Figure 5.6. Forme d'onde de la tension de sortie de l'onduleur	106

Figure 5.7. Processus de commande du modèle de simulation.....	108
Figure 5.8. Modèle complet de simulation avec Matlab Simulink/SimPowerSystems	109
Figure 5.9. Coefficient de corrélation dans le régime normal et de l'îlotage.....	110
Figure 5.10. Coefficient de corrélation du système mono-source en fonction de la puissance de charge	110
Figure 6.1. Schéma équivalent du système multi-source.....	113
Figure 6.2. Coefficient de corrélation du système multi-source en fonction de la puissance de charge	114
Figure 6.3. Coefficient de corrélation en fonction du nombre de la PD	116
Figure 6.4. Coefficient de corrélation dans le régime normal et de l'îlotage du système de six PDs	116
Figure 6.5. Circuit électrique dans le régime de l'îlotage	117
Figure 6.6. Schéma équivalent du système deux PDs.....	118
Figure 6.7. Circuit électrique dans le régime de l'îlotage du système deux PDs.....	118
Figure 6.8. Circuit électrique en appliquant la théorie de la superposition.....	119
Figure 6.9. Algorithme de calcul proposé pour la détection de l'îlotage du système multi-source	123
Figure 6.10. Système de simulation multi-source avec S-programmable.....	124
Figure 6.11. Forme d'onde de deux S-programmable opposés	125
Figure 6.12. Coefficient de corrélation du système multi-source avec le nombre pair de source.....	125
Figure 6.13. Coefficient de corrélation du système multi-source avec le nombre impair de source	126
Figure 6.14. Comparaison des méthodes	126
Figure 7.1. Système centralisé de commande	131
Figure D. 1. Courants circulant dans les lignes de phase A du réseau d'application	153

Figure D. 2. Courants circulant dans les lignes de phase B du réseau d'application	154
Figure D. 3. Courants circulant dans les lignes (L15-L21) de phase C du réseau d'application	154
Figure D. 4. Courants circulant dans les lignes (L22-L25) de phase C du réseau d'application	155
Figure E. 1. Algorithme de la méthode de détection de l'îlotage basée sur la variation de la puissance et le coefficient de corrélation.....	156
Figure F. 1. Branchement aérien-aérien avec la puissance de PD < 5 MW	157
Figure F. 2. Branchement aérien-aérien avec la puissance de PD > 5 MW	158
Figure F. 3. Branchement aérien-souterrain avec la puissance de PD < 5 MW	159
Figure F. 4. Branchement souterrain-souterrain avec la puissance de PD < 5 MW	160

Liste des symboles

a	Opérateur ($a = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}.i$)
e_{PCC}	Amplitude de la tension au point de l'interconnexion
e_{PCC0}	Terme stable de l'amplitude de la tension au point de l'interconnexion
e_{PD}	Amplitude de la tension sortie de l'onduleur de la production décentralisée
e_{PD0}	Terme stable de l'amplitude de la tension sortie de l'onduleur de production décentralisée
E_r	Coefficient diélectrique du conducteur
f	Fréquence de fonctionnement du réseau
F	Matrice de transfert
G	Capacité d'évaluation du système
H	Constante d'inertie du système
$I_{0,1,2}$	Composantes homopolaire, directe, inverse du courant du réseau

$I_{a,b,c}$	Courants circulant dans les 3 conducteurs de phase (A, B, C)
I_{cc}	Courant de court-circuit
$I_i(\%)$	Taux de déséquilibre du courant
I_n	Courant de retour par le conducteur de neutre
I_t	Courant de retour par la terre
K_x	Seuil pré-fixe du taux de variation de la puissance
L	Inductance de fuite du transformateur
P	Puissance active injectée au jeu de barres
Q	Puissance réactive injectée au jeu de barres
Q_f	Facteur de qualité de charge
r	Rayon du conducteur
R	Résistance du transformateur
S	Puissance apparente injectée au jeu de barres
$S_{0,1,2}$	Composantes homopolaire, directe, inverse de la puissance apparente
$S_{a,b,c}$	Puissance apparente des phases (A, B, C)
S-aléatoire	Signal perturbé aléatoirement
S-programmable	Signal perturbé programmable
S_{PD}	Puissance apparente de la production décentralisée

t	Temps
T_p	Température de la pile à combustible
T_x	Taux d'utilisation du combustible
V	Tension d'exploitation du réseau
$V_{0,1,2}$	Composantes homopolaire, directe, inverse de la tension du réseau
$V_{a,b,c}$	Tensions des phases (A, B, C) du réseau
V_i	Tension au nœud i
$V_i(\%)$	Taux de déséquilibre de la tension
V_n	Tension nominale du réseau
V_{PD}	Tension de sortie de l'onduleur de la production décentralisée
V_{PCC}	Tension au point de l'interconnexion
X	Réactance du transformateur
Y	Admittance du réseau
Z_0	Impédance équivalente du réseau
$Z_{0,1,2}$	Composantes homopolaire, directe, inverse de l'impédance du réseau
$Z_{a,b,c}$	Impédance propre des phases (A, B, C) du réseau élémentaire
Z_b	Impédance représentante de la perte cuivre du transformateur

Z_c	Impédance de charge
Z_{cc}	Impédance de court-circuit du transformateur
Z_{eq}	Impédance équivalente
Z_{ij}	Impédance mutuelle entre deux phases du réseau élémentaire
Z_m	Impédance mutuelle du réseau élémentaire
Z_n	Impédance du conducteur de neutre du réseau élémentaire
Z_p	Impédance propre du réseau élémentaire
Z_{PD}	Impédance interne de la production décentralisée
Z_t	Impédance mise à la terre du réseau élémentaire
$\Delta f / \Delta t$	Taux de variation de la fréquence
ΔP_{PD}	Taux de variation de la puissance
ΔV	Chute de tension
ΔV_{PCC}	Terme de perturbation de l'amplitude de la tension au point de l'interconnexion
ΔV_{PD}	Terme de perturbation de l'amplitude de la tension de sortie l'onduleur de la production décentralisée
ΔZ	Changement de l'impédance
$\phi(\tau)$	Coefficient de corrélation

$\phi(\tau)_{total}$	Somme totale du coefficient de corrélation
ϕ_{xy}	Corrélation entre deux signaux
θ_{PCC}	Phase de la tension au point d'interconnexion
θ_{PD}	Phase de la tension sortie de l'onduleur de production décentralisée
δ	Phase de tension
ε	Seuil de convergence
λ	Facteur de relaxation

Liste des abréviations

ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced
BPA	Bonneville Power Administration
BT	Basse Tension
CA	Courant Alternatif
CC	Courant Continu
CSA	Canadian Standard Association
EMTP	Electromagnetic Transients Program
ETAP	Electrical Transient Analyzer Program
HT	Haute Tension
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	International Electrotechnical Commission
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IRH	Institut de Recherche sur l'Hydrogène
LCC	Line Cable Constants
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
MT	Moyenne Tension
NDZ	Non-Detection Zone
OTI	Operation Technology Inc

PCC	Point of Common Coupling
PD	Production Décentralisée
PI	Proportionnel-Intégral
PLCC	Power Line Carrier Communications
PWM	Pulse Width Modulation
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SVC	Static Var Compensator
THD	Total Harmonic Distortion
UL	Underwriters Laboratories Inc

Chapitre 1 - Introduction

1.1 Introduction générale

La production (génération) décentralisée (distribuée, dispersée) se définit par opposition à la production classique centralisée qui est caractérisée par des unités de grosses puissances raccordées au réseau électrique haute tension. Les réseaux de distribution (qui se distinguent des réseaux de transport ou des réseaux de répartition par les tensions de fonctionnement et la puissance transitée) représentent le maillon du système de puissance où le développement de la production décentralisée (PD) est le plus attendu [1]. L'interconnexion d'unités de PD à base d'énergies renouvelables est désormais une réalité dans plusieurs réseaux à travers le monde. Plusieurs travaux de recherche sont consacrés à cette mutation. Afin de participer à cet axe de recherche, l'Institut de Recherche sur l'Hydrogène (IRH) a développé et a essayé avec succès un système à énergie renouvelable autonome basé sur la production d'hydrogène [2]. Le système est composé d'une éolienne, de panneaux solaires, de batteries comme dispositif de stockage énergétique tampon, de charges en courant continu (CC) et en courant alternatif (CA), d'un électrolyseur, de réservoirs d'hydrogène et d'oxygène pour le stockage, d'une pile à combustible, d'un module de commande, d'appareils d'interface de puissance et de nombreux capteurs. Les résultats expérimentaux indiquent clairement que ce système est sécuritaire et fiable. Cependant, l'interconnexion à grande échelle de ces systèmes aux réseaux électriques

pourrait créer de nombreux problèmes techniques tels que : la modification du transit de puissance, la variation de la tension, la perte de la stabilité du réseau, l'impact sur la sélectivité du plan de protection, le déséquilibre de courant et de tension, le risque de l'îlotage.

Dans ce contexte, afin de contribuer au service système et à la gestion du réseau, cette thèse porte sur deux études en présence des productions décentralisées (PDs) :

- la première étude, réalisée en régime permanent, porte sur l'analyse du plan de tension et le traitement du déséquilibre du réseau de distribution de type Nord Américain (réseau triphasé avec la dérivation monophasée et le neutre distribué) lorsque des unités monophasées de PD sont connectées;
- la deuxième étude, réalisée en régime transitoire, porte sur la détection de l'îlotage du système multi-source en utilisant une méthode basée sur la technique de corrélation.

1.2 Problématique de recherche

Le réseau de distribution électrique est influencé par la connexion des PDs car il n'a pas été conçu pour accueillir ce type de production. Avec la présence des PDs, le réseau doit être en mesure, d'une part, d'accueillir des productions actives et, d'autre part, d'acheminer la pleine puissance quand cette production est inactive [3]-[6].

Il devient donc important d'évaluer les capacités d'accueil du réseau de ces unités de production décentralisée, en fonction notamment de la modification du transit de puissance, de la qualité de tension, du fonctionnement correct des appareils de coupure, de la

sélectivité des systèmes de protection, de la stabilité globale, du déséquilibre du réseau et du risque de l'îlotage.

1.2.1 Modification du transit de puissance

Dans l'article [7], les auteurs ont montré qu'un des premiers impacts liés à l'intégration des PDs dans un réseau de distribution concerne la modification des transits de puissance. Le réseau devient un circuit électrique actif, dans lequel les flux de puissance seront gouvernés non seulement par les charges, mais aussi par les sources comme illustré par la figure 1.1 où la flèche bleu désigne le transit de puissance.

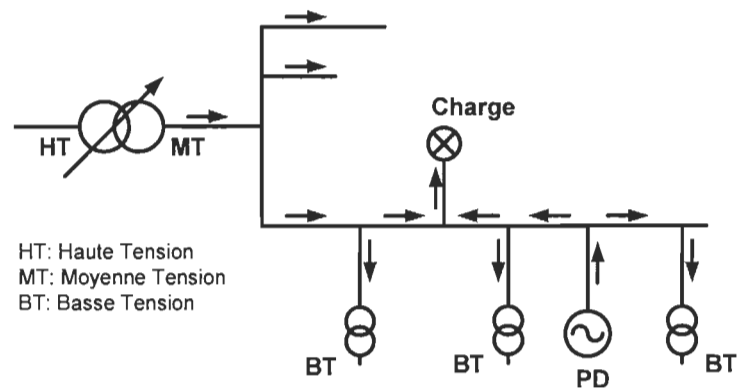


Figure 1.1. Transit de puissance en présence des PDs

1.2.2 Variation de la tension

Dans la référence [8], lorsque les PDs sont connectées, la tension à certains nœuds du réseau peut devenir supérieure ou inférieure à la limite autorisée. Dans ce travail, les auteurs montrent deux courbes de tension du réseau avec et sans les PDs intégrées. La tension du réseau est augmentée avec l'intégration des PDs (figure 1.2). Ces surtensions peuvent être éliminées par une adaptation de la puissance réactive générée par les PDs. Selon la valeur de la tension, la valeur réactive est plus ou moins importante.

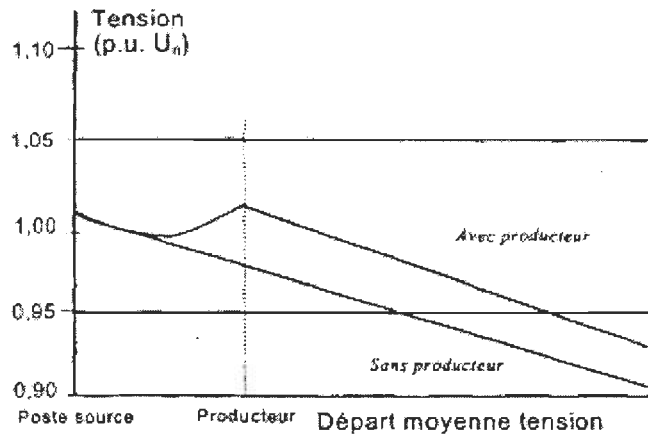


Figure 1.2. Variation de la tension du réseau [8]

1.2.3 Perte de la stabilité du réseau

De nombreuses perturbations interviennent dans les réseaux électriques (défaut, perte d'une ligne, perte de synchronisme, etc.). La connexion des PDs synchrones à réseau peut faire apparaître ces perturbations et des oscillations de puissance entre les PDs lorsqu'un défaut intervient (figure 1.3). Ces oscillations de puissance engendrent des échanges de puissance entre les différents départs du réseau de distribution. Ces oscillations devront être maîtrisées afin de ne pas provoquer une perte de stabilité [9]. Le réglage optimum des paramètres contenus dans les régulations peut être un moyen pour réduire ces oscillations. L'introduction de limiteurs de courant permet aussi de diminuer ces oscillations de puissance entre PDs.

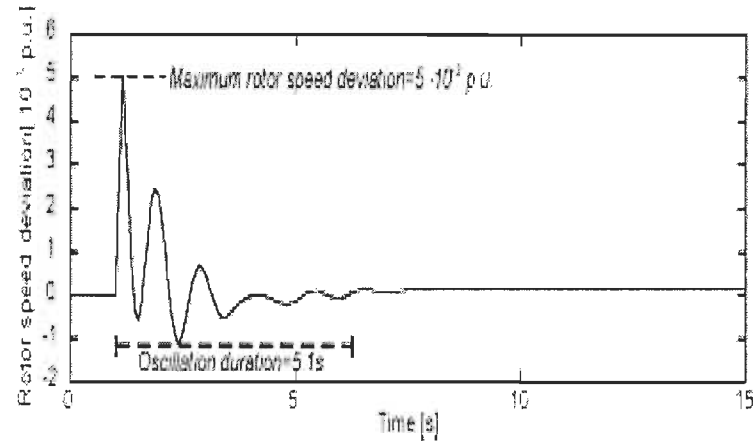


Figure 1.3. Durée d'oscillation en fonction de la vitesse maximale du rotor [9]

1.2.4 Sélectivité du système de protection

La connexion d'un nouveau système de production (asynchrone ou synchrone) au réseau provoque, en cas de défaut, une modification des courants de défaut. Cette modification peut affecter la sélectivité entre les appareils de protection, notamment, par la variation des temps de déclenchement des protections [10]-[12].

La connexion d'un système de production synchrone peut provoquer des déclenchements intempestifs de la protection du départ où est connectée la source (protection 1, figure 1.4). Ces déclenchements intempestifs interviennent lorsqu'un défaut apparaît sur un départ adjacent (ligne 2, figure 1.4) au départ où est raccordé la PD (ligne 1, figure 1.4). L'unité de production participe au courant de défaut (I_{cc}) et la protection 1 détecte le défaut. La sélectivité de la protection est ainsi mise en défaut. Ceci est d'autant plus vrai que le défaut est proche du poste source et que l'unité de production est importante (courant de défaut plus élevé).

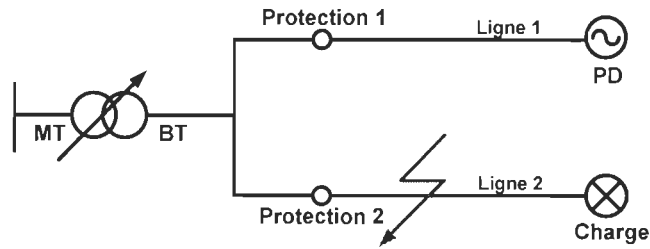


Figure 1.4. Déclenchement intempestif du système de protection

Parfois, la protection ampère-métrique d'un départ avec une PD ne peut détecter un défaut si celui-ci est loin de la protection ou si le seuil de la protection a été relevé. Il arrive que la protection du départ ne détecte plus le défaut car l'impédance entre le départ et le défaut devient plus importante que celle entre le défaut et la PD (figure 1.5). Elle ne détectera le défaut que lorsque la PD sera déconnectée par une protection de découplage [12].

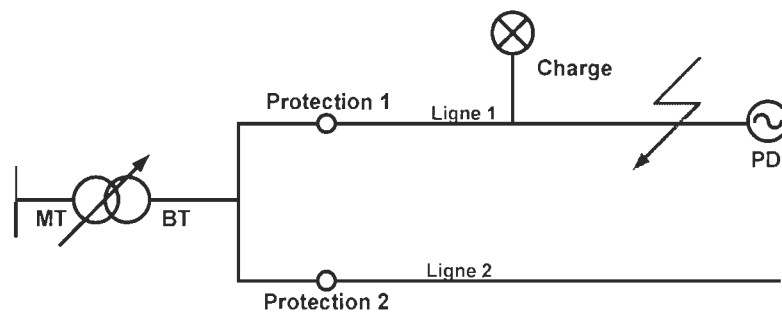


Figure 1.5. Aveuglement du système de protection

1.2.5 Déséquilibre de courant et de tension

La présence des PDs monophasées sur les réseaux, ainsi que leur répartition aléatoire sur les 3 phases, entraîne le déséquilibre de courant, résultant en déséquilibre de tension. Ces déséquilibres comportent une composante inverse qui est néfaste pour les équipements du réseau surtout pour les machines triphasées connectées au réseau. Cette composante

génère un couple inverse ou de freinage qui diminue la puissance disponible à la sortie de la machine, accélérant ainsi le vieillissement et pouvant augmenter le risque de dommage mécanique [13]-[15]. Donc, les réglementations qui limitent l'amplitude de cette composante inverse sont nécessaires. Cette composante inverse est souvent évaluée et étudiée dans le cas de l'étude des déséquilibres.

1.2.6 Îlotage

a. Définition

On parle de l'îlotage lorsqu'une PD continue à alimenter des charges alors que le réseau principal est déconnecté [16] (figure 1.6).

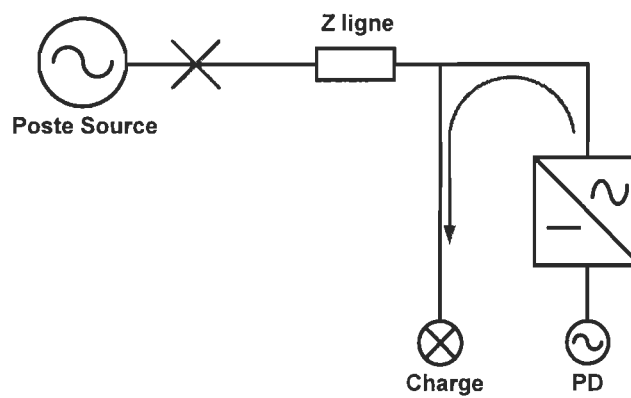


Figure 1.6. Îlotage du système mono-source

b. Méthodes de détection de l'îlotage

L'îlotage peut être intentionnel ou non intentionnel. Lors d'une opération de maintenance sur le réseau électrique, la coupure du réseau peut entraîner l'îlotage de productions. Étant donné que la perte du réseau est volontaire, l'îlot est connu et peut être mis hors tension par le personnel intervenant.

L'îlotage non intentionnel, lié à une coupure accidentelle du réseau, est d'un plus grand intérêt. En effet, différents risques en découlent : défaillance des équipements électriques en cas de dérives importantes de la tension et de la fréquence, problèmes de déphasage entre réseau et production décentralisée lors du ré-enclenchement après un défaut, problème de sécurité pour le public et le personnel de maintenance (ligne toujours sous tension). Il est donc primordial de détecter toute situation d'îlotage et de réduire le temps de fonctionnement du système îloté.

De nombreuses méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source ont été proposées dans la littérature [17]-[22]. Leur fonctionnement est basé sur les caractéristiques de la fréquence, de l'amplitude ou de la phase de tension au point de raccordement au réseau de la production décentralisée. Elles sont regroupées en trois catégories : méthodes passives, méthodes actives et méthodes situées au réseau. Les méthodes passives consistent en la surveillance de paramètres liés à la tension au point d'interconnexion au réseau. Ces paramètres sont : l'amplitude, la fréquence ou la phase. Le principe des méthodes actives repose sur une variation. Il y a donc trois paramètres qu'il est possible de faire varier : l'amplitude, la fréquence et la phase du courant. La variation de l'un de ces paramètres a pour but de déstabiliser l'îlot qui vient de se créer afin de détecter la situation de l'îlotage. Les méthodes situées au niveau du réseau utilisent les signaux de télécommunication pour la détection de l'îlotage.

Dans la référence [23], l'auteur a présenté une méthode active de détection de l'îlotage du système mono-source. Cette méthode se base sur la technique de corrélation en ajoutant une perturbation au point de l'interconnexion entre le réseau et la PD. Les résultats expérimentaux montrent que cette méthode détecte bien l'îlotage du système mono-source

(figure 1.7 e : l'augmentation du facteur de détection F dans le régime de l'îlotage par rapport le régime normal) avec les différences types de charge et la qualité de l'onde du système est moins influencée par la perturbation injectée.

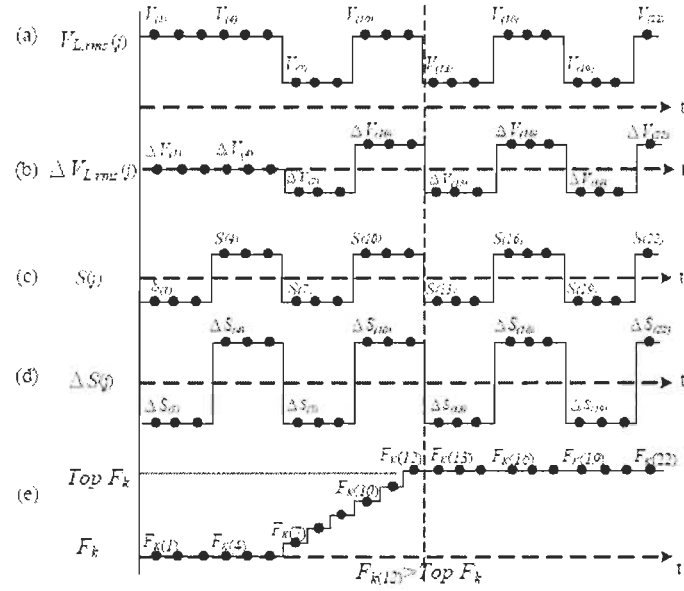


Figure 1.7. Variation du facteur de détection (F) avant et après l'îlotage [23]

Cependant, la méthode n'est pas testée pour le système multi-source. Dans le cas de la connexion de plusieurs PDs au réseau, à cause de l'interférence entre les productions (figure 1.8), la plupart des méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source sont inefficaces ou engendrent d'autres problèmes sur le réseau électrique comme : la dilution d'effets de la méthode de détection (figure 1.9, [24]), la dégradation de la qualité de l'onde électrique et l'instabilité du réseau [25]-[29].

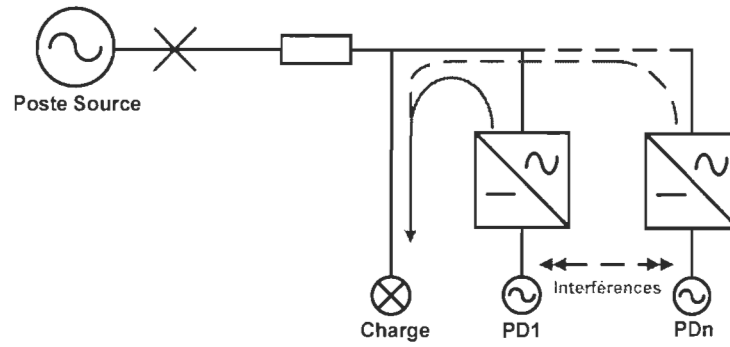


Figure 1.8. Interférences du système multi-source

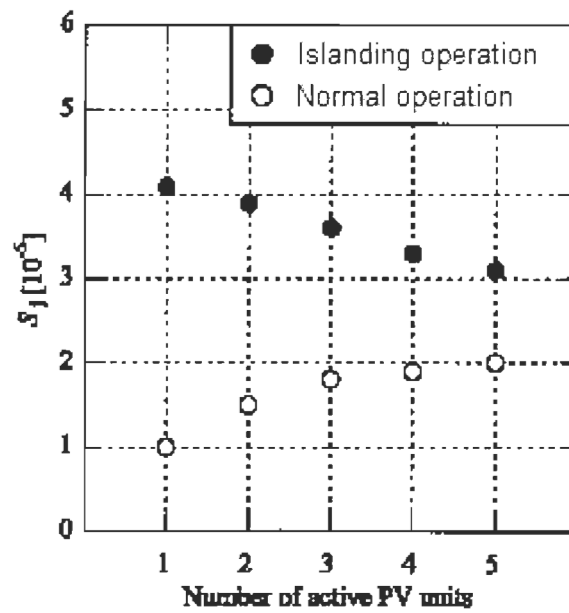


Figure 1.9. Diminution du facteur d'identification de l'îlotage en fonction du nombre de PD [24]

Donc, le développement d'une méthode de détection de l'îlotage du système multi-source qui est peu influencé par l'augmentation du nombre de PD intégrée est vraiment nécessaire.

1.3 Objectifs visés

En se basant sur les problématiques de l'interconnexion des PDs au réseau électrique présentées dans le paragraphe ci-dessus et afin de contribuer à la gestion du réseau, nous présentons les objectifs scientifiques visés de cette thèse concernant les deux régimes de fonctionnement du réseau triphasé en intégrant des PDs monophasées. Il s'agit du calcul d'écoulement de puissance, du traitement du déséquilibre [13-15] et de la détection de l'îlotage [16-29]. Les principaux objectifs de la thèse sont :

- i) le développement en régime permanent d'une méthode spécifique de calcul d'écoulement de puissance (c'est-à-dire un calcul de répartition de charge triphasée qui tient compte du point d'injection de puissance monophasée et qui donne le plan de tension sur chaque phase et à chaque nœud du réseau pour un niveau de production et de charge donnée), ensuite, le traitement des déséquilibres du réseau triphasé dus à l'intégration des PDs monophasées;
- ii) une étude en régime transitoire afin de proposer une méthode de détection de l'îlotage dans le cas de l'interconnexion de plusieurs PDs au réseau.

Pour atteindre ces objectifs principaux, les sous-objectifs ci-dessous ont été réalisés:

- développer une méthode itérative pour calculer l'écoulement de puissance triphasé en tenant compte de l'injection de puissances monophasées;
- étudier les déséquilibres dus à la connexion des PDs;
- développer une méthode active de détection de l'îlotage d'un système multi-source;
- simuler et valider la méthode proposée dans les cas de connexion d'une et de plusieurs PDs au réseau.

1.4 Méthodologie de recherche

La méthodologie de recherche comprend les étapes suivantes :

- la recherche bibliographique sur la problématique de l'interconnexion des PDs au réseau de distribution électrique;
- l'établissement d'un modèle du réseau de distribution d'application de type d'Amérique du Nord avec les paramètres de la ligne aérienne, du câble souterrain, du transformateur, du poste source et de la charge;
- la simulation du modèle du réseau établi, l'étude de l'écoulement de puissance avec les logiciels industriels EMTP et ETAP;
- la modélisation d'une méthode spécifique de calcul d'écoulement de puissance du réseau radial triphasé de type Nord Américain en présence des PDs monophasées, la validation et la comparaison des résultats avec les logiciels industriels (EMTP et ETAP);
- l'étude des déséquilibres dus à l'interconnexion des PDs au réseau;
- le développement d'une méthode de détection de l'îlotage du système mono-source et multi-source;
- la comparaison des résultats obtenus par la méthode proposée avec ceux présentés dans la littérature.

1.5 Contributions de recherche

Nos contributions scientifiques portent essentiellement sur les deux études, en régime permanent ainsi qu'en régime transitoire, du réseau de distribution électrique triphasé de type Nord Américain en intégrant de la production décentralisée monophasée.

- i) La première étude, en régime permanent, concerne le développement d'une méthode de calcul d'écoulement de puissance (qui tient compte du point d'injection de puissance monophasée et qui donne le plan de tension sur chaque phase et à chaque nœud du réseau pour un niveau de production et de charge donnée) et d'une étude du déséquilibre de tension basée sur deux nouvelles techniques : une technique de réduction d'ordre de l'impédance du réseau et une technique d'identification du sens de la puissance;
- ii) La deuxième étude, en régime transitoire, concerne la proposition d'une méthode de détection de l'îlotage du système multi-source basée sur la technique de corrélation et le signal d'injection programmable.

1.6 Plan de la thèse

Le chapitre 1 introduit un point de vue général sur le sujet et la problématique de recherche. L'objectif, la méthodologie de recherche ainsi que les contributions scientifiques sont également mises en lumière.

Le chapitre 2 présente en détail la problématique de recherche de la thèse.

Le chapitre 3 présente le modèle du réseau d'application représentant le réseau de distribution de type Nord Américain. Ce réseau est triphasé avec la dérivation monophasée et le neutre distribué. La simulation du réseau réalisée avec les logiciels industriels EMTP et ETAP est aussi présentée dans ce chapitre.

Le chapitre 4 propose une méthode de calcul d'écoulement de puissance et de traitement des déséquilibres dans un réseau radial électrique triphasé en présence des PDs monophasées. Nous commençons par l'analyse comparative des méthodes de calcul

d'écoulement de puissance existant dans la littérature. Ensuite, la nécessité et le domaine d'application de la méthode proposée sont discutés. La validation et l'application de la méthode pour le traitement du déséquilibre sont détaillées. Enfin, les études paramétriques pour identifier la variation de tension et le taux de déséquilibre en fonction de la puissance et la position des PDs sont faites.

Le chapitre 5 et le chapitre 6 abordent, tout d'abord, les méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source. Ensuite, l'inefficacité de ces méthodes, lorsqu'appliquées aux systèmes multi-source, est montrée. La technique de corrélation appliquée à la détection de l'îlotage est présentée mathématiquement. Enfin, une méthode de détection de l'îlotage du système multi-source basée sur la technique de corrélation et le signal perturbé programmable est proposée. La méthode proposée est comparée avec une méthode existante dans la littérature.

La thèse est conclue par les commentaires sur l'efficacité et l'exactitude des méthodes proposées. Ensuite, la nécessité et le domaine d'application des méthodes développées dans le service système et la conduite optimale du réseau afin de maximiser le taux de pénétration des sources PDs et minimiser les effets néfastes sur le réseau électrique, sont présentées. Enfin, la perspective et les recommandations d'un système complet pour les travaux futurs sont suggérées.

La figure 1.10 présente les différentes étapes de réalisation ainsi que les correspondances avec les différents chapitres de la thèse.

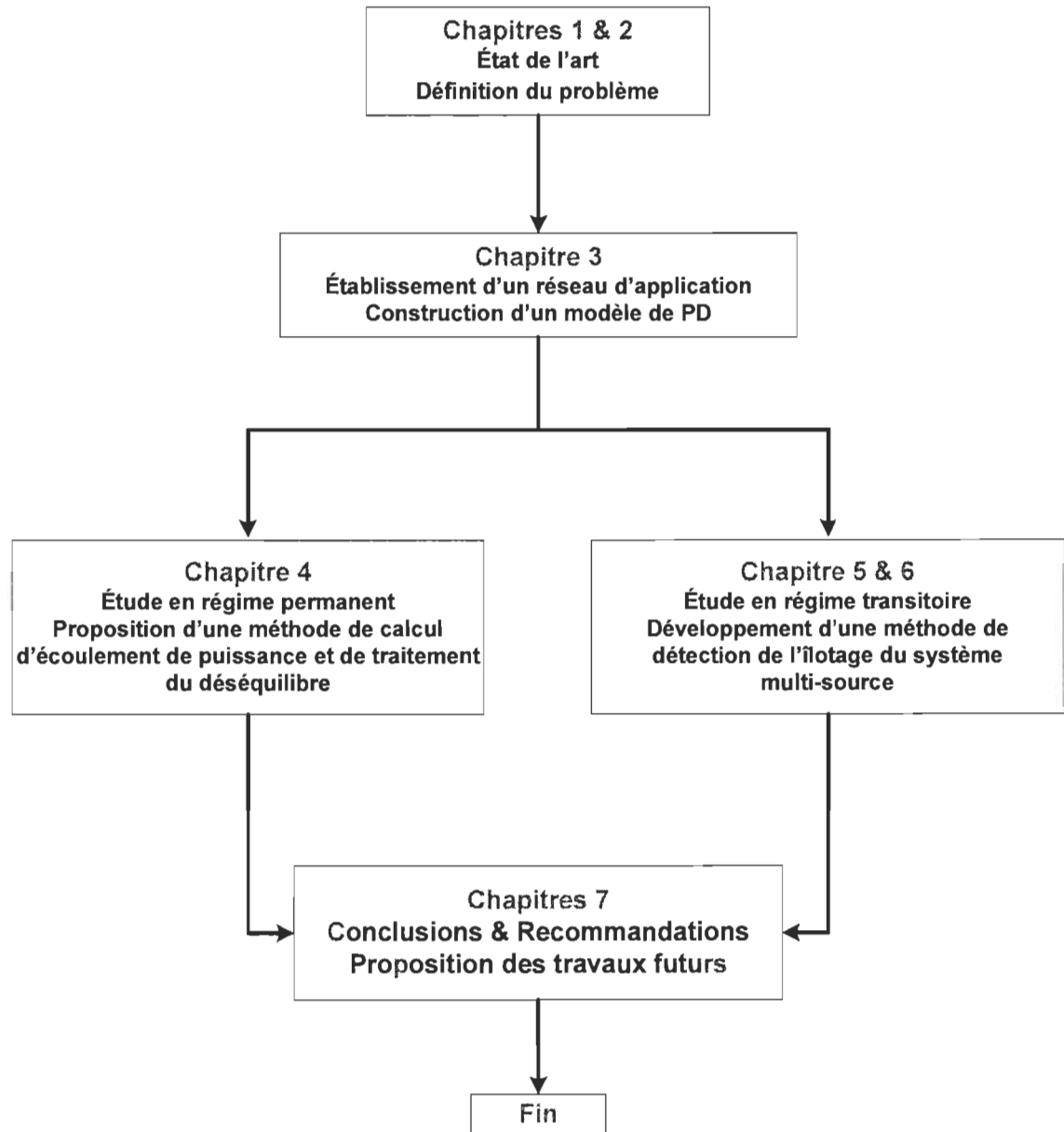


Figure 1.10. Étapes de réalisation de la thèse

Chapitre 2 - Production décentralisée et réseaux d'énergie électrique

2.1 Introduction

Comme conséquence de l'ouverture du marché de l'énergie, la PD se développe dans plusieurs pays, sur la base d'énergies renouvelables, d'unités de cogénération, installées par des producteurs indépendants.

Le développement de la PD est désormais une réalité dans la plupart des réseaux du monde. La déréglementation du marché de l'énergie ainsi que les évolutions technologiques des moyens de production de petite puissance ont considérablement encouragé cette mutation [30]. Les raisons techniques et économiques, à la base du développement de ce type de production, sont entre autres :

- la disponibilité d'une technologie actuelle offrant les garanties de fiabilité pour des unités de 100 kW à 150 MW;
- la production qui peut être réalisée à proximité de son utilisateur, de manière à réduire les frais de transport de l'électricité;
- les rendements énergétiques élevés qui permettent une réduction des frais de fonctionnement;
- l'épuisement de ressources fossiles (pétrole, charbon, etc.);

- les sites pour une production de puissance réduite sont plus faciles à trouver car les politiques des états existent pour promouvoir les énergies renouvelables afin de réduire les émissions de CO₂.

Cette production décentralisée se définit par opposition à la production classique centralisée qui a des unités de grosses puissances raccordées au réseau haute tension (HT) comme le réseau de transport ou de répartition (figure 2.1). Le réseau de distribution représente le maillon du système de puissance où le développement de la PD est le plus attendu.

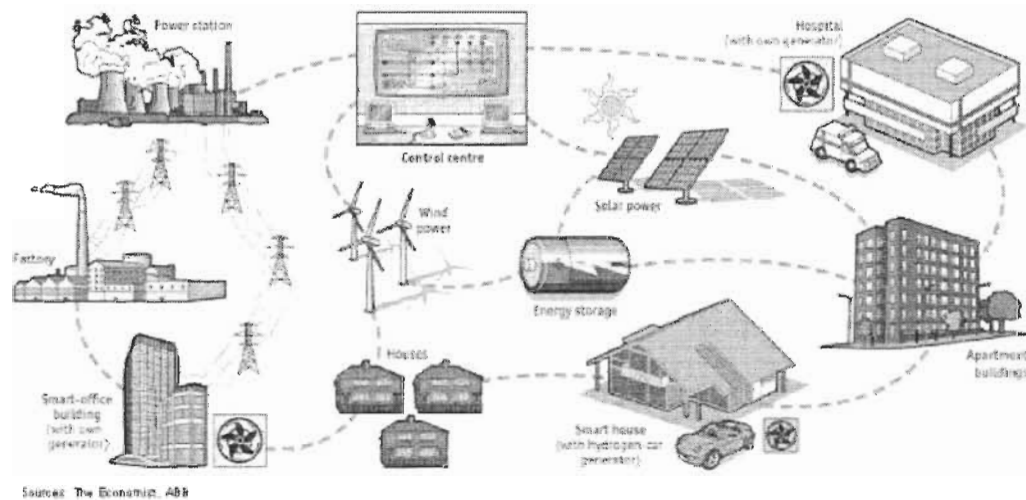


Figure 2.1. Exemple de réseau électrique avec des sources de production décentralisée [31]

Il existe dans le monde deux grands types de réseau de distribution électrique [32]-[35] :

- le réseau de type européen qui fonctionne avec trois conducteurs de phase, le neutre n'est pas distribué, la mise à la terre est faite directement ou à travers une bobine de Petersen et la fréquence est 50 Hz;

- le réseau de type nord-américain est particulièrement important du fait de sa structure spéciale, puisque sa distribution moyenne tension est essentiellement monophasée. L'artère principale du réseau est néanmoins triphasé et le neutre est distribué et mis à la terre régulièrement.

2.2 Système d'énergie renouvelable

Les sources d'énergie renouvelable peuvent être considérées comme des unités de production décentralisée. Les éoliennes, les piles à combustible et les générateurs photovoltaïques constituent les principaux systèmes d'énergie renouvelable.

2.2.1 Éoliennes

Deux principaux types de générateur utilisé pour les éoliennes [36], [37]:

- les générateurs asynchrones;
- les générateurs synchrones.

Dans le cas d'un générateur synchrone, afin d'assurer une fréquence fixe en sortie du groupe éolien, on intercale un système à électronique de puissance.

Ainsi, nous distinguons différents types d'interconnexions :

- Interconnexion direct au réseau

Cette configuration permet de connecter directement les groupes éoliens au réseau, sans utilisation de convertisseurs statiques. Pour maintenir la fréquence constante, un système de réglage du calage des pales est utilisé. Pour maintenir la tension dans la limite permise, améliorer le facteur de puissance, et pour améliorer la stabilité face à des court-circuits ou

des perturbations sur le réseau à faible puissance, un SVC (Static Var Compensator) peut être ajoutés.

- Interconnexion par un redresseur-onduleur

Ce type d'interconnexion [37] est présenté par la figure 2.2.

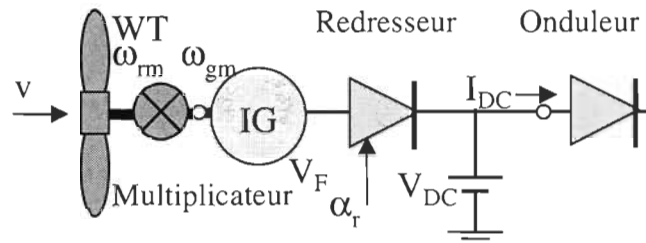


Figure 2.2. Interconnexion par un redresseur-onduleur

Le redresseur à diodes (figure 2.3) présente des avantages essentiels de par sa simplicité, un coût moins important et moins de pertes. Son rendement peut atteindre 99.5% dans des conditions normales de fonctionnement. Cependant, il ne peut contrôler ni la tension, ni le courant [37]. C'est pourquoi, si ce type de système est utilisé, le générateur doit régler la tension et l'onduleur doit régler le courant. Le redresseur à IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) apparaît comme le meilleur choix possible pour l'avenir (figure 2.4).

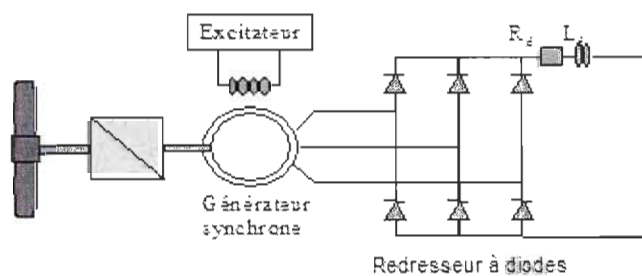


Figure 2.3. Système génératrice synchrone et redresseur à diodes

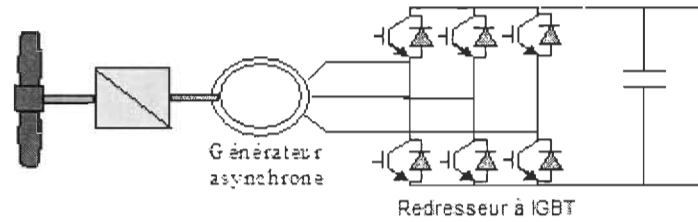


Figure 2.4. Système génératrice asynchrone et redresseur à IGBT

Nous distinguons aussi deux groupes d'onduleur : onduleur à thyristors et onduleur à IGBT. Ces deux types d'onduleur produisent des harmoniques importants, c'est pourquoi un filtre actif doit être utilisé.

2.2.2 Pile à combustible

Les piles à combustible, qui utilisent l'énergie chimique contenue dans un gaz et la transforme en énergie électrique, délivrent une énergie électrique continue [38]. Ainsi, dans la plupart des cas, les convertisseurs statiques sont inclus en vue d'alimenter des charges alternatives ou de les raccorder au réseau [39]. Le schéma d'implémentation est alors présenté par la figure 2.5.

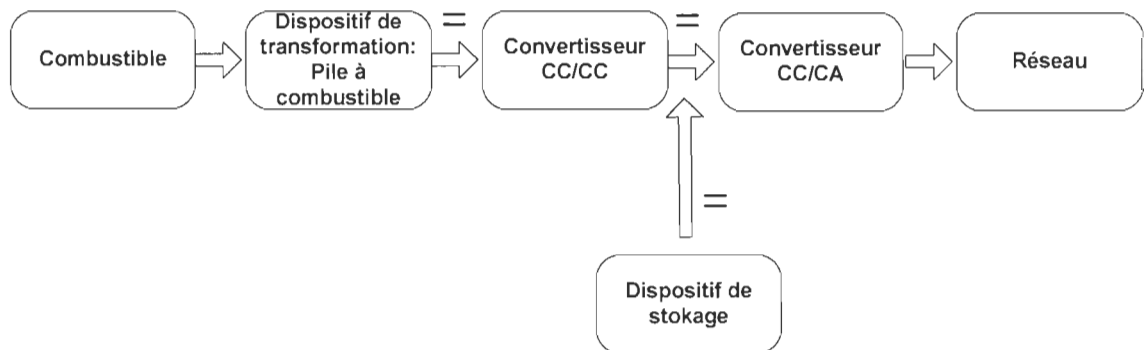


Figure 2.5. Interconnexion pile à combustible – réseau électrique

Le principe de la commande d'une pile à combustible est fourni à la figure 2.6. L'organe de commande de l'onduleur permet en outre de contrôler la puissance fournie au réseau. Ce contrôle de la puissance transférée est rendu possible notamment grâce à l'utilisation d'un régulateur proportionnel intégral multi variable.

Les éventuels dispositifs de stockage qui sont adjoints sur ce moyen de production ne participent pas directement au raccordement. Ils sont utiles pour les phases de démarrage (black-start). Ils peuvent également servir de stockage d'énergie du système à des fins d'amélioration de la qualité de la tension. De plus, ils permettent d'assurer la fourniture d'électricité aux systèmes de régulation et de commande en cas de défaillance de la ou des sources de tension principales. Ils sont ensuite rechargés par la pile en fonctionnement ou par le réseau.

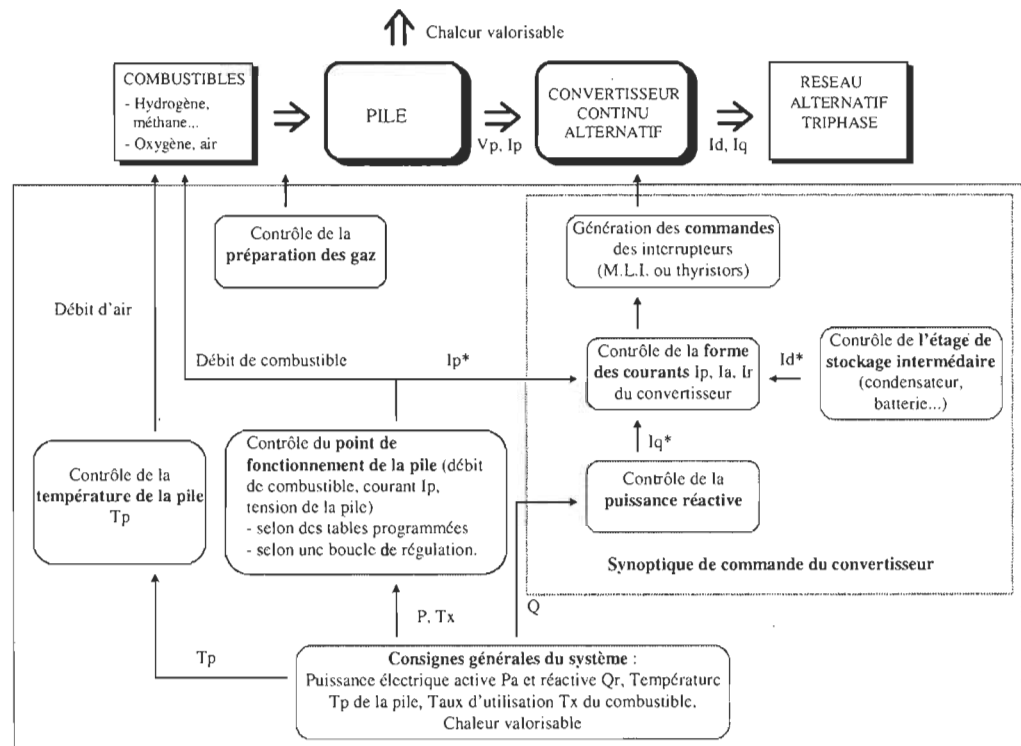


Figure 2.6. Principe de commande du système complet de pile à combustible [39]

2.2.3 Générateur photovoltaïque

Les générateurs photovoltaïques délivrent une onde continue. Ainsi, afin de les raccorder à des réseaux ou à des charges fonctionnant en alternatif, nous utilisons différentes configurations [39], [40]:

- La configuration la plus classique consiste à insérer, entre l'unité de production et le réseau, un onduleur CC/CA.
- Pour certaines applications, une autre configuration consiste à rajouter, au niveau du bus continu, un étage supplémentaire de type hacheur (convertisseur CC/CC). Celui-ci remplace alors la commande de la tension (figure 2.7).

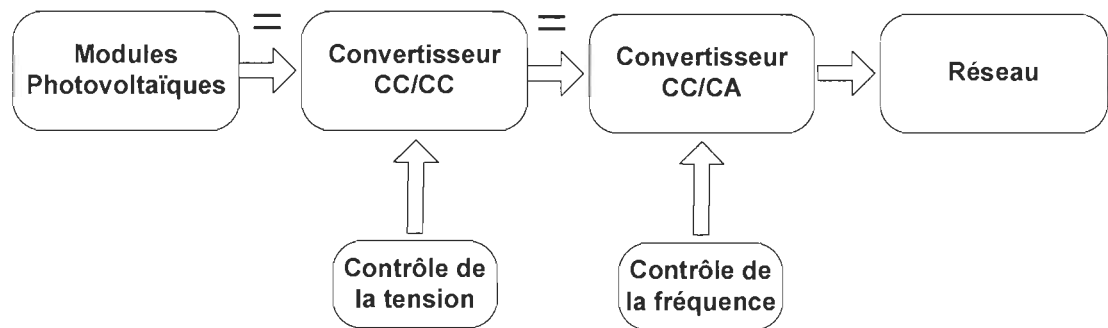


Figure 2.7. Schéma de raccordement de modules photovoltaïques avec un hacheur supplémentaire

Les onduleurs utilisés sont en général de type triphasé à IGBT commandés en Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI). Un module photovoltaïque se comporte de façon quasi identique à une source de courant dont l'intensité est directement liée à l'intensité de la source lumineuse. La régulation de la tension permet donc de réguler en puissance.

Nous distinguons deux possibilités d'association de modules photovoltaïques [41] :

- Association série : Les modules sont traversés par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné.

Si les modules ne sont pas identiques, le module le plus faible subit des contraintes et peut ainsi être détruite. Afin d'éviter ceci, une diode dite « bypass » en parallèle est placée aux bornes d'un groupement élémentaire de modules en série qui limite la tension inverse aux bornes du groupement.

- Association parallèle : Les propriétés de cette association sont duales de l'association série. Ainsi, dans un groupement de modules en parallèle, les modules sont soumis à la même tension et la caractéristique résultante est obtenue par addition des courants à tension donnée. De la même façon que pour l'association série, le module le plus faible du groupement subit des contraintes qui peuvent être destructives. Afin d'éviter ceci, nous disposons une diode connectée en série qui interdit tout courant inverse dans un groupement élémentaire connecté en série.

2.3 Réseaux d'énergie électrique

Le système électrique est structuré en plusieurs niveaux (figure 2.8) [42], assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions.

2.3.1 Réseau de transport et de répartition électrique

- Le réseau de transport comme tel est l'ensemble des lignes et des postes à très haute tension (par exemple au Québec, les lignes à 315 et 735 kV en courant alternatif et la ligne ± 450 kV en courant continu) servant à transporter de grandes quantités d'énergie sur de longues distances vers les centres de charge. Ces installations sont critiques dans un réseau comme le réseau québécois, où d'importants centres de production sont très éloignés des centres de charge. Le réseau de transport est aérien à cause des contraintes d'isolement à très haute tension. Étant donné le coût énorme et les contraintes

inhérentes aux installations de transport à très haute tension, le nombre et l'emplacement des lignes et des postes est limité. En fait, le rôle de ce réseau est de canaliser la puissance vers quelques postes régionaux où le réseau de répartition prend la relève. Ces réseaux sont souvent interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à la disposition de tous les consommateurs.

- Le réseau de répartition est généralement à plus basse tension et donc moins dispendieux et contraignant à installer et opérer. De plus, son rôle, comme son nom l'indique, est de répartir la puissance vers les centres de charges dans un rayon d'environ 100 kilomètres d'un poste de répartition. Le réseau de répartition est donc formé des lignes et des postes alimentant le réseau de distribution à partir du réseau de transport. Généralement, le réseau de répartition est aérien. Il existe aussi certaines installations de répartition souterraines. Notons aussi, que certaines entreprises grandes consommatrices d'énergie sont parfois branchées directement au réseau de répartition sans passer par le réseau de distribution (par exemple les alumineries et les papetières).

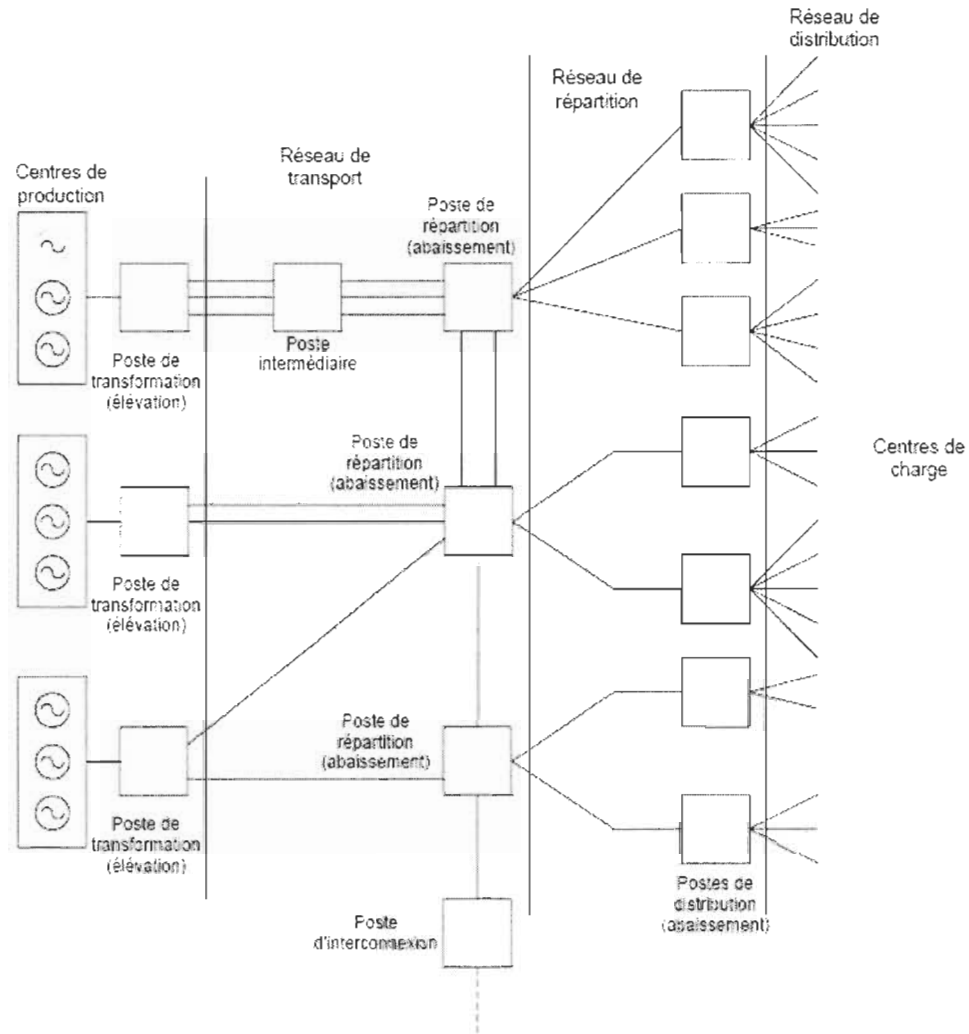


Figure 2.8. Hiérarchisation d'un réseau électrique [42]

2.3.2 Réseau de distribution électrique

Le réseau de distribution est le réseau d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par le réseau de transport et de répartition. Nous distinguons deux sous-niveaux: le réseau à moyenne tension (MT: 2.4 à 46 kV) et le réseau à basse tension (BT : 110 à 600 V). De la même façon que pour les autres caractéristiques, la structure du réseau de distribution dépend du pays où l'on se trouve. Le réseau peut être radial ou maillé. Un avantage bien connu des

systèmes triphasés est de permettre de transporter la même quantité d'énergie avec une section de conducteur deux fois plus faible qu'en monophasé. Ceci faisant, la distribution moyenne tension dans la plupart des pays est généralement triphasée. Néanmoins, sur des dérivations desservant des charges faibles et dispersées, les transits étant faibles, l'alimentation monophasée peut être économiquement intéressante. Ainsi, nous distinguons, à travers le monde, différents systèmes de distribution MT [33], [43]:

- l'ossature triphasée est composée de quatre fils et les dérivations, à distribution monophasée entre phase et neutre, comportent un ou plusieurs fils de phase suivant la puissance à desservir, plus le neutre distribué directement mis à la terre (système Amérique du Nord);
- on alimente des dérivations qui peuvent être à deux fils de phase à partir d'ossatures triphasées sans neutre distribué (système Anglais ou Irlandais);
- l'ossature à trois fils sans neutre distribué avec entre autres des dérivations monophasées à un seul fil avec retour par la terre (système Australien);
- entièrement triphasé en ossatures et dérivations à neutre non distribué (système Français).

Les réseaux Basse Tension (BT) sont généralement issus d'une source triphasée (4 fils : 3 phase + le neutre) mais dans certains pays tels les États-Unis ou le Canada, le réseau BT est monophasé (2 fils : 1 phase + le neutre). On trouve également le réseau BT biphasé comme en Angleterre ou en Australie (3 fils : 2 phases + le neutre).

En triphasé, le neutre est pratiquement toujours distribué et mis à la terre régulièrement ; en monophasé, nous distribuons deux fils avec une mise à la terre régulière du neutre.

2.3.3 Réseau électrique de type Nord Américain

Le réseau électrique utilisé en Amérique du Nord se caractérise par de grandes distances (320 000 km) et de forts contrastes de densité de consommation. C'est pour cette raison que l'on peut y trouver des niveaux de tension très élevés pour le réseau de transport (jusqu'à 765 kV). Bien qu'en Amérique du Nord on parle couramment du réseau électrique, il existe en réalité trois réseaux distincts ou interconnexions (figure 2.9) : l'interconnexion de l'est, l'interconnexion de l'ouest et la troisième interconnexion inclut la majeure partie des états au Sud. Les trois interconnexions sont indépendantes les unes des autres sur le plan électrique, à l'exception de quelques petites jonctions à CC qui les lient. À l'intérieur de chaque interconnexion, l'électricité est produite à l'instant où elle est consommée et voyage dans pratiquement toutes les lignes de transport qui lient les génératrices aux charges [44].

Le choix de la fréquence s'est définitivement porté sur 60 Hz. D'autre part, des choix techniques ont abouti à un réseau de distribution triphasé avec le neutre distribué, et régulièrement mis directement à la terre le long du réseau. Nous trouvons sur ce réseau de distribution des circuits d'alimentation principale en triphasé, et des branches monophasées MT, sur lesquelles les clients viennent directement se raccorder au moyen de transformateurs MT/BT, à raison d'un transformateur pour 4 à 6 consommateurs [42], [45].

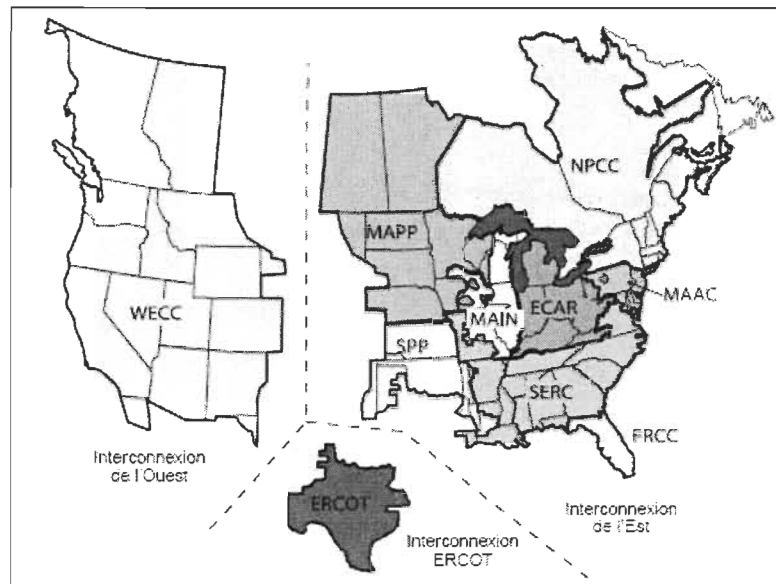


Figure 2.9. Carte de l'interconnexion des réseaux électriques en Amérique du Nord [44]

- Les niveaux de tension

La distribution de l'énergie sur ce continent est assurée par de nombreux prestataires. Aussi, nous trouvons de nombreux niveaux de tension utilisés. Les niveaux de tension observés sont présentés dans le tableau 2-1.

Tableau 2-1. Niveaux de tension utilisés dans le réseau électrique en Amérique du Nord

HT	765 kV, 500 kV, 345 kV, 230 kV, 138 kV, 115 kV, 69 kV
MT	46 kV, 34.5 kV, 27.6 kV, 23 kV, 14.4 kV, 13.2 kV, 12 kV, 7.2 kV, 4.8 kV, 2.4 kV
BT	600V, 480 V, 240 V, 120 V

- Le raccordement basse tension (BT)

Le réseau de distribution consiste à deux niveaux de tension : moyenne tension (MT) et basse tension (BT). Nous trouvons principalement deux schémas de raccordement BT

possible : raccordement de résidentiel typique (figure 2.10) et raccordement des zones commerciales (figure 2.11), suivant que le client ait ou non des appareils triphasés [42].

Pour les installations plus petites, il devient possible d'alimenter directement en monophasé. Bien souvent des dérivations moyennes tension sont entièrement monophasées et les petits consommateurs sont raccordés à ces dérivations via un transformateur MT/BT à raison de 4 à 6 clients par transformateur.

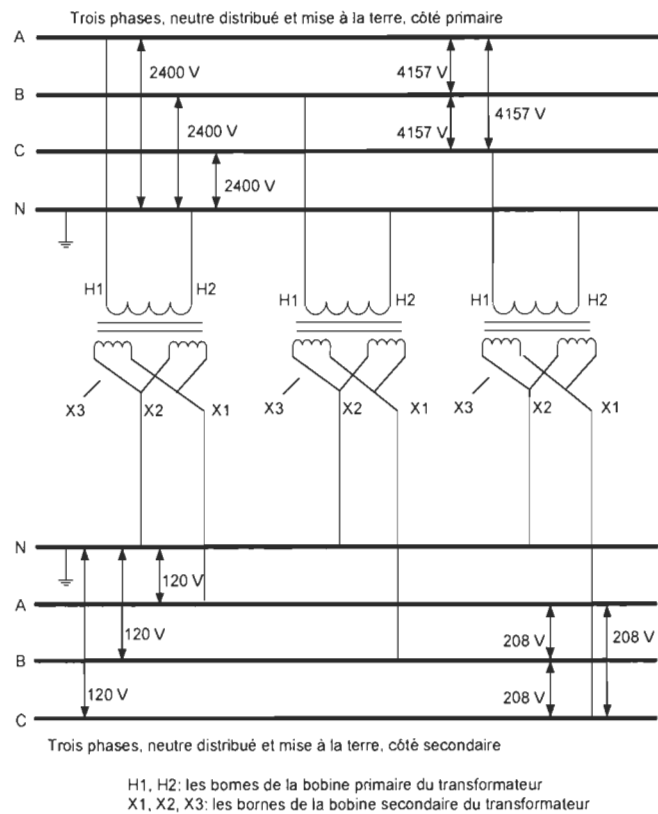


Figure 2.10. Raccordement résidentiel

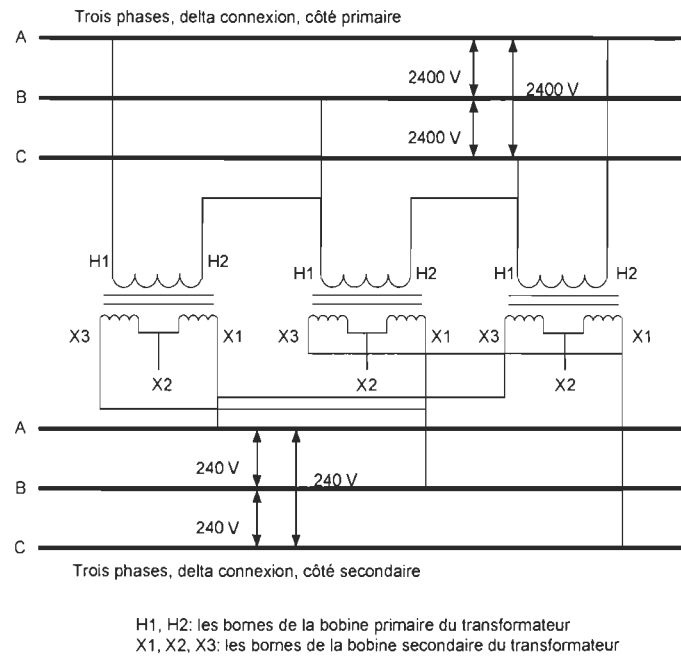


Figure 2.11. Raccordement des zones commerciales

2.4 Interconnexion de production décentralisée au réseau électrique et les normes en vigueur

La condition et la performance de la connexion des PDs au réseau d'énergie électrique sont développées et présentées dans certaines normes des associations professionnelles, des organismes reconnus internationalement comme: IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), UL (Underwriters Laboratories Inc), IEC (International Electrotechnical Commission) et aussi les normes nationales comme : CSA (Canadian Standard Association), norme de Hydro-Québec, etc.

Le tableau 2-2 présente la limite de la tension, de la fréquence et du temps de déclenchement d'après la norme IEEE 1547 [46] et CSA C22.2 No. 107.1-01 [47] pour la connexion des productions décentralisées au niveau BT du réseau de distribution électrique.

Tableau 2-2. Normes IEEE 1547 [46] et CSA C22.2 [47] en vigueur

Norme IEEE 1547		Norme CSA	
Fréquence (Hz)	Temps de déclenchement (s)	Fréquence (Hz)	Temps de déclenchement (cycles)
$f < 59.3$	0.16	$f < 59.5$	6
$f > 60.5$	0.16	$f > 60.5$	6
Tension (% de la tension de base)	Temps de déclenchement (s)	Tension (% de la tension de base)	Temps de déclenchement (s)
$V < 50$	0.16	$V < 50$	6
$50 < V < 88$	2	$50 < V < 88$	120
$110 < V < 120$	1	$110 < V < 137$	120
$V > 120$	0.16	$V > 137$	2

Les figures 2.12 et 2.13 présentent la norme de Hydro-Québec [48] concernant le temps de déclenchement du relais de fréquence et de tension en fonction de la fréquence et de la tension d'exploitation au niveau MT du réseau de distribution électrique.

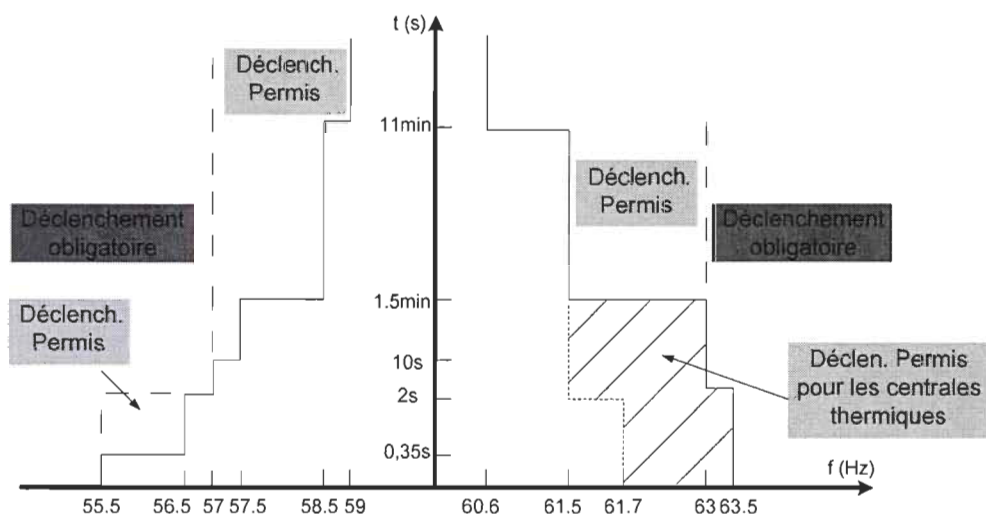


Figure 2.12. Temps de déclenchement du relais de fréquence d'après la norme de Hydro-Québec

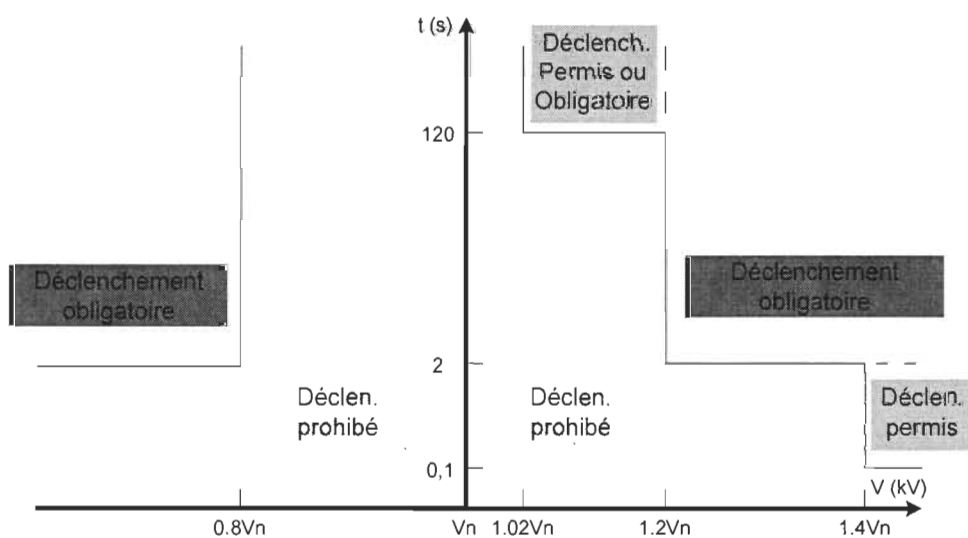


Figure 2.13. Temps de déclenchement du relais de tension d'après la norme de Hydro-Québec

2.5 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons abordé, tout d'abord, la problématique de l'intégration des productions décentralisées au réseau électrique. Les systèmes principaux de l'énergie renouvelable (une base d'unité de la production décentralisée) comme l'éolienne, la pile à combustible, le générateur photovoltaïque sont également présentés. Le principe de fonctionnement, la façon d'interconnexion au réseau, les interfaces électroniques de puissance ainsi que les schémas d'implantation et de commande du système d'énergie renouvelable ont été aussi mis en lumière.

Ensuite, nous avons présenté la hiérarchisation d'un réseau électrique qui comprend le réseau de transport, de répartition et de distribution. Le réseau de distribution représente une partie du système de puissance où l'intégration de PD est la plus attendue. Les structures, les niveaux de tension, les raccordements MT/BT des différents types de réseau de distribution sont décrits. Les caractéristiques du réseau électrique utilisé en Amérique du Nord ont également été détaillées.

Enfin, nous avons cité les normes en vigueur utilisées pour l'interconnexion des productions décentralisées au réseau électrique. Il s'agit des normes des associations professionnelles, des laboratoires de recherche reconnues internationalement comme: IEEE, UL, IEC et les normes nationales comme : CSA, d'Hydro-Québec, etc. La norme de Hydro-Québec concernant le temps de déclenchement du relais de tension en fonction de la tension d'exploitation du réseau (figure 2.14) sera utilisée pour notre étude dans les prochains chapitres. D'après cette norme, il existe trois seuils de détection en surtension et un seuil de détection en sous-tension qui correspondent aux temps de déclenchement du relais. Par exemple, si la tension d'exploitation dépasse 2 (%) de la tension nominale du réseau, nous

avons 120 (s) pour se déclencher entièrement ou partiellement le réseau. Par contre, si cette tension dépasse 20 (%) de la tension nominale du réseau, le réseau doit être déconnecté dans un délai de 2 (s).

Chapitre 3 - Modèle du réseau d'application, de la production décentralisée et outil de simulation

3.1 Introduction

Le réseau de distribution électrique en Amérique du Nord est caractérisé par trois conducteurs de phase, un conducteur de neutre distribué et une mise à la terre. Les plages de tension utilisées sont présentées dans le tableau 2-1 du chapitre précédent et la fréquence de fonctionnement est de 60 Hz.

Dans le but de valider la méthode proposée dans les prochains chapitres (il s'agit d'une méthode de calcul d'écoulement de puissance et de traitement des déséquilibres dans un réseau de distribution électrique de type nord-américain en présence des productions décentralisées), nous établissons, dans ce chapitre, un modèle du réseau d'application typique en Amérique du Nord. Il s'agit d'un réseau radial triphasé avec le neutre distribué et mis à la terre. Les caractéristiques des composants du réseau de distribution de type nord-américain comme : les transformateurs, les lignes aériennes, les câbles souterrains, les niveaux de charge ont été étudiées dans le travail de la maîtrise de l'auteur [49]. Ces composants seront utilisés dans le modèle du réseau d'application. De plus, la modélisation du modèle de la production décentralisée (PD) sera également présentée.

3.2 Modèle du réseau d'application

Le réseau modélisé comprend un poste source 115/23 kV, 50 MVA qui alimente une zone de charge. L'essentiel du réseau est en 23 kV avec le neutre distribué. L'artère principale du réseau est triphasée avec une partie en ligne aérienne et une partie en câble souterrain. Les dérivations qui sont toutes monophasées en câble souterrain, alimentent les divers transformateurs qui assurent le passage de la moyenne tension (MT) à la basse tension (BT). En général, le réseau BT est court (quelques dizaines de mètres) et chaque client a un départ dédié à partir du transformateur. La grande majorité de ces transformateurs sont de puissance 50 kVA.

La structure du réseau est présentée par la figure 3.1. La numérotation et la distance des lignes sont également données dans le tableau 3-1.

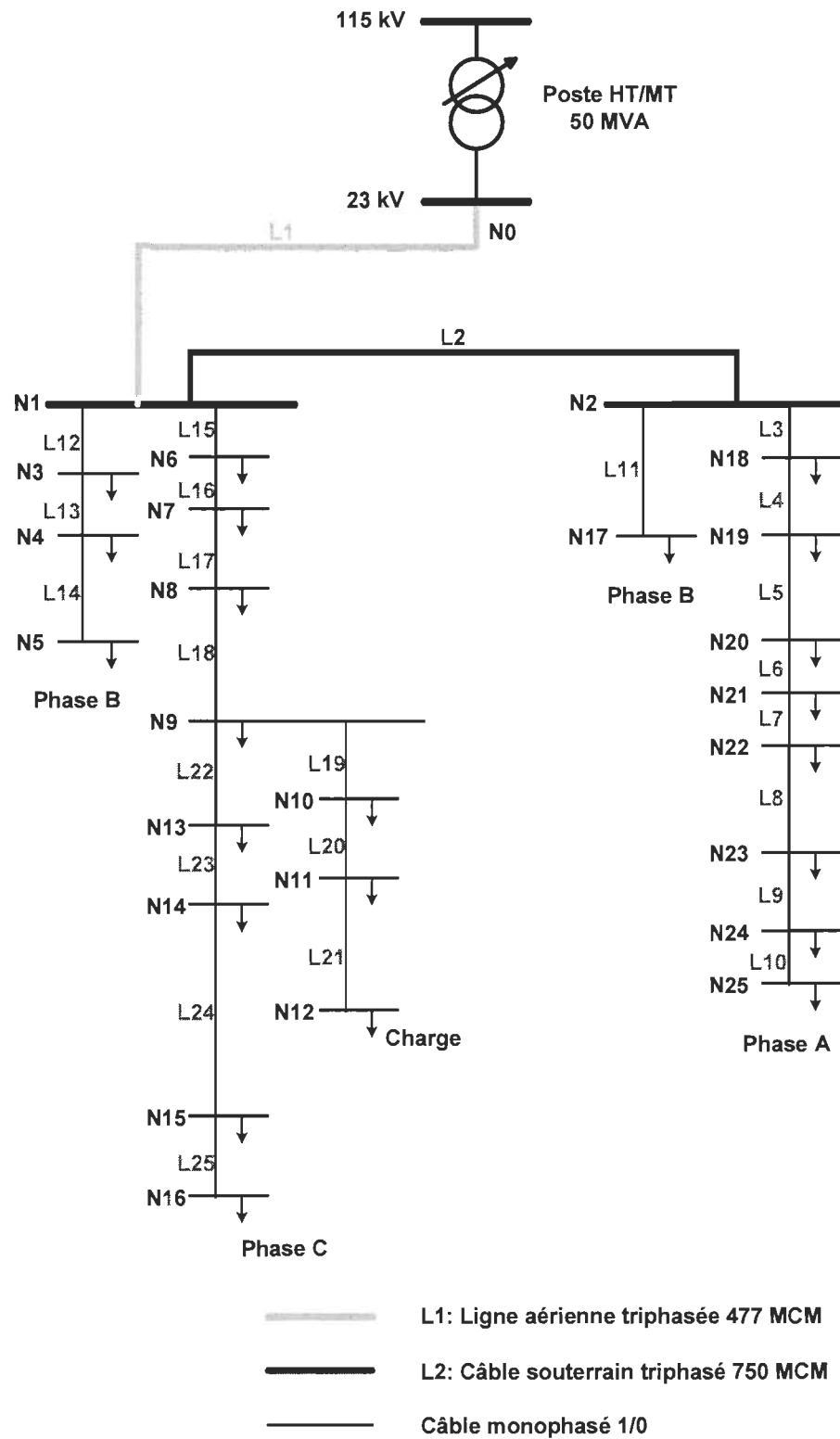


Figure 3.1. Structure générale du réseau d'application

Tableau 3-1. Identification des lignes du réseau d'application

Lignes	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8
Nœuds de départ	N0	N1	N2	N18	N19	N20	N21	N22
Nœuds d'arrivée	N1	N2	N18	N19	N20	N21	N22	N23
Distances (m)	8790	401	80	100	124	115	90	72

Lignes	L9	L10	L11	L12	L13	L14	L15	L16
Nœuds de départ	N23	N24	N2	N1	N3	N4	N1	N6
Nœuds d'arrivée	N24	N25	N17	N3	N4	N5	N6	N7
Distances (m)	129	85	91	395	87	128	78	90

Lignes	L17	L18	L19	L20	L21	L22	L23	L24	L25
Nœuds de départ	N7	N8	N9	N10	N11	N9	N13	N14	N15
Nœuds d'arrivée	N8	N9	N10	N11	N12	N13	N14	N15	N16
Distances (m)	79	80	250	218	100	90	195	160	175

3.2.1 Ligne aérienne triphasée ACSR 477 MCM

La ligne aérienne est de type 477 MCM ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced), ce qui signifie que le conducteur est en aluminium, et que le diamètre de celui-ci est de 477 MCM (soit un diamètre de 17.54 mm et une section de 242 mm², car 1 MCM=1000 CM=0.5 mm²).

Les paramètres électriques du conducteur aérien 477 MCM [49] sont donnés ci-après :

Impédance directe et inverse :

$$R1=0.1224 \text{ ohm/km}$$

$$X1=0.3988 \text{ ohm/km}$$

Impédance homopolaire :

$$R0=0.435 \text{ ohm/km}$$

$$X0=1.314 \text{ ohm/km}$$

Nous avons trois conducteurs de diamètre 477 MCM pour les trois phases, et un quatrième de même diamètre pour le neutre (mais il est possible que dans la réalité, ce conducteur ait un diamètre supérieur, car les courants de défaut sont plus grands [50]). Chaque conducteur est défini géométrique comme la figure 3.2 [51] en tenant compte des données électriques du foisonnement des brins d'aluminium et d'une conversion des brins centraux acier en brins aluminium (figure 3.3) [52].

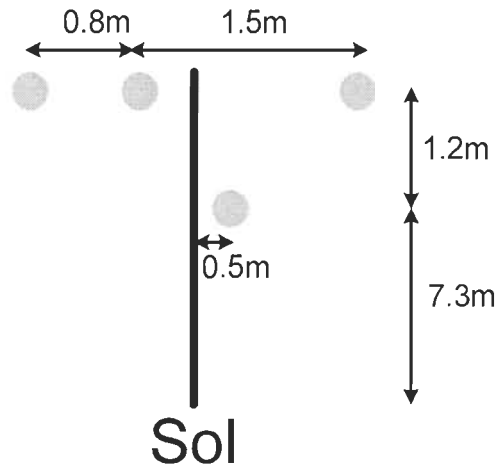


Figure 3.2. Disposition géométrique des lignes aériennes

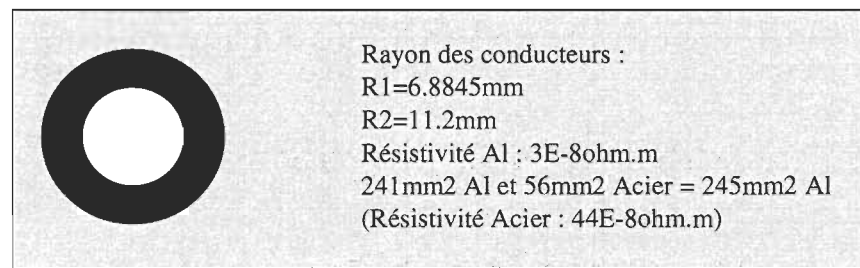


Figure 3.3. Description du conducteur ACSR 477MCM

Une mise à la terre (de résistance équivalente 10 ohms) est modélisée environ tous les kilomètres, elle équivaut à une prise de terre de 30 ohms tous les 333 m.

3.2.2 Câble souterrain monophasé 1/0 et triphasé 750 MCM

Le câble monophasé est de type 1/0 et ses caractéristiques géométriques [52] sont présentées par la figure 3.4.

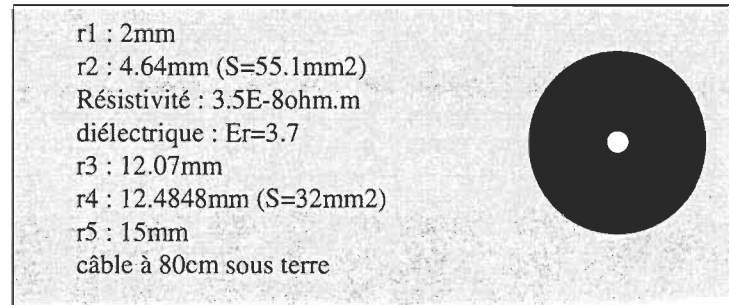


Figure 3.4. Description du conducteur de câble monophasé 1/0

Le câble principal triphasé a été modélisé par trois câbles monophasés. Ils ont chacun la même structure que le câble précédent, mais avec des rayons différents (figure 3.5) [52].

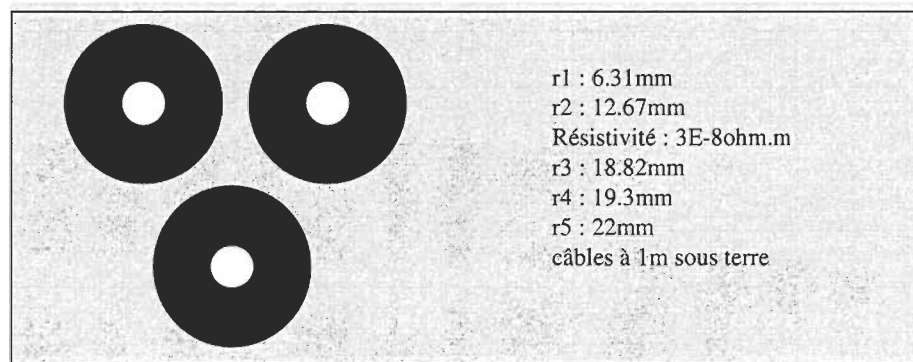


Figure 3.5. Disposition géométrique du câble triphasé 750MCM

Les paramètres électriques du câble monophasé 1/0 et du câble triphasé 750 MCM sont donnés dans le tableau 3-2.

Tableau 3-2. Caractéristiques électriques des câbles monophasé et triphasé [49]

	Impédance directe et inverse	Impédance homopolaire
Câble monophasé 1/0	1.05 + j0.156 (ohm/km)	2.136 + j0.425 (ohm/km)
Câble triphasé 750 MCM	0.108 + j0.127 (ohm/km)	0.502 + j0.144 (ohm/km)

3.2.3 Transformateur HT/MT

Il s'agit d'un transformateur étoile-étoile de 50 MVA, présentant une tension de court-circuit de 10% et des pertes cuivre à pleine charge de 100 kW.

Dans le modèle EMTP (logiciel de simulation utilisé), cette impédance est partagée entre le primaire et le secondaire à part égale comme présenté dans le tableau 3-3.

Tableau 3-3. Paramètres du transformateur HT/MT [49]

Primaire (115 kV)	Secondaire (23 kV)	Primaire (EMTP)	Secondaire (EMTP)
$Z_{base} = 264.5 \text{ (ohm)}$	$Z_{base} = 10.58 \text{ (ohm)}$		
$Z_{cc} = 26.45 \text{ (ohm)}$	$Z_{cc} = 1.058 \text{ (ohm)}$		
$R = 0.529 \text{ (ohm)}$	$R = 0.02116 \text{ (ohm)}$	$R = 0.264 \text{ (ohm)}$	$R = 0.01058 \text{ (ohm)}$
$X = 26.44 \text{ (ohm)}$	$X = 1.058 \text{ (ohm)}$		
$L = 70.14 \text{ (mH)}$	$L = 2.806 \text{ (mH)}$	$L = 35.05 \text{ (mH)}$	$L = 1.403 \text{ (mH)}$

Les impédances magnétisantes sont très élevées. Le neutre du secondaire du transformateur est mis à la terre directement et est distribué. Le neutre du primaire du transformateur est mis à la terre directement.

3.2.4 Charges

Les charges sont modélisées par des éléments linéaires :

- Résistances.
- Résistances et inductances en série.

Des hypothèses de charges cohérentes sont retenues, en fonction des conducteurs existants et des transformateurs MT/BT donnés.

3.2.5 *Production décentralisée*

Une représentation simple des productions décentralisées peut être faite avec une source de courant. La phase et l'amplitude sont choisies de telle manière à avoir l'injection de puissance active et réactive voulue. Quelques itérations peuvent être faites si une valeur précise de puissance est voulue (pour tenir compte de la légère variation locale de la tension engendrée par la source de courant).

3.3 **Simulation du réseau d'application avec les logiciels industriels**

3.3.1 *EMTP (Electromagnetic Transients Program)*

EMTP est un logiciel industriel de simulation d'un système de puissance. Il a été développé et exploité par la compagnie BPA (Bonneville Power Administration) depuis 1984, et ensuite, amélioré par Hydro-Québec. C'est un logiciel dédié pour la simulation de réseaux électriques en régime permanent et il utilise la méthode itérative Newton-Raphson dans son calcul d'écoulement de puissance.

En effet, nous avons simulé le réseau d'application établi avec EMTP (figure 3.6). Chaque ligne du réseau d'application est simulée par le bloc LCC (Line Cable Constants), la charge est représentée par le module RLC, la source de tension et le transformateur sont également utilisés. La tension au nœud et le courant dans la ligne sont mesurés par les «scope» de tension et de courant de la librairie de EMTP.

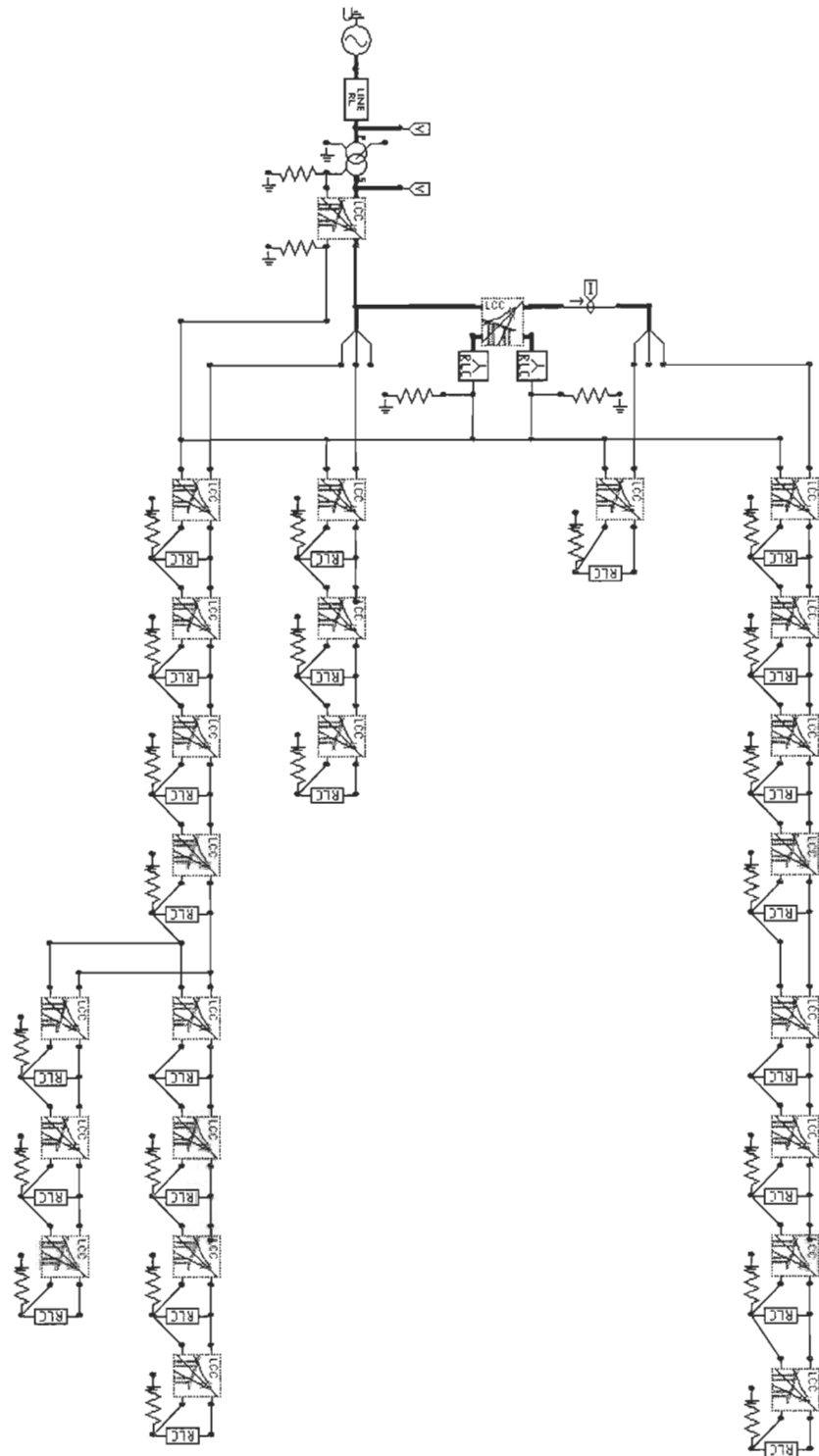


Figure 3.6. Simulation du réseau d'application avec le logiciel EMTP

Nous avons également représenté les valeurs instantanées de la tension phase-neutre au côté secondaire du transformateur (N0) (figure 3.7), les courants triphasés circulant dans la ligne aérienne (L1) (figure 3.8) et dans le câble souterrain (L2) (figure 3.9) avec les niveaux de charge 50 kVA à tous les nœuds.

La figure 3.7 montre les valeurs d'amplitude de la tension des trois phases au nœud N0 (côté secondaire du transformateur). Elles sont quasiment égales à la tension nominale car le nœud N0 est juste à côté du poste source et la chute de tension est quasiment nulle.

La figure 3.8 présente les courants de trois phases circulant dans la ligne aérienne triphasée L1. Le courant de la phase C est le plus important et celui de la phase B est le moins significatif en raison des différents niveaux de charge à chaque phase. De plus, le courant de la phase C circulant dans le câble souterrain L2 est nul (figure 3.9) car ce câble ne transporte que la puissance pour les deux phases A et B (figure 3.1).

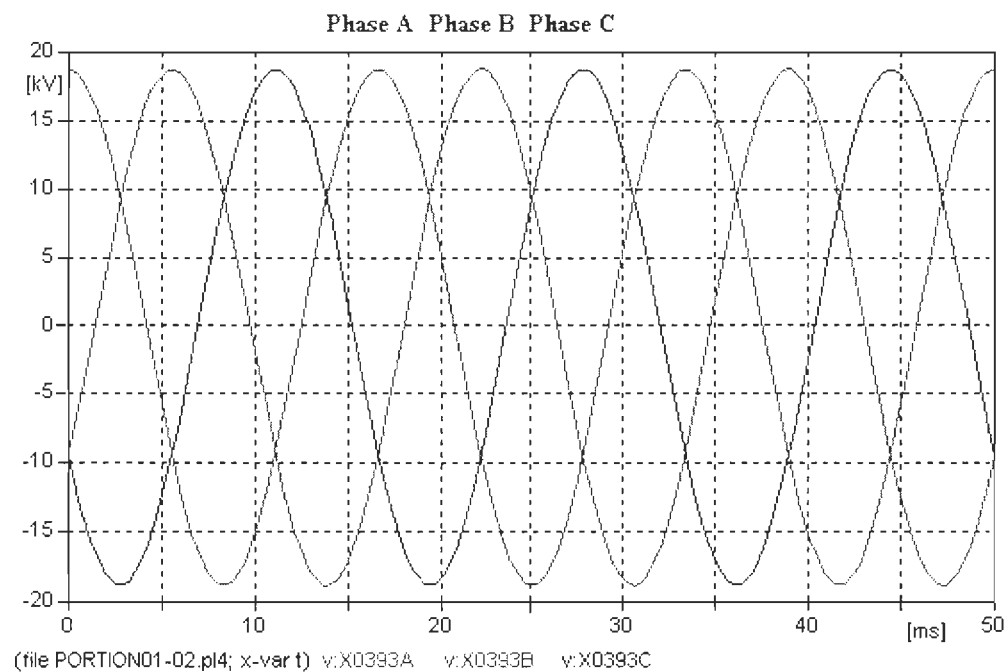


Figure 3.7. Tensions triphasées au secondaire du transformateur (N0)

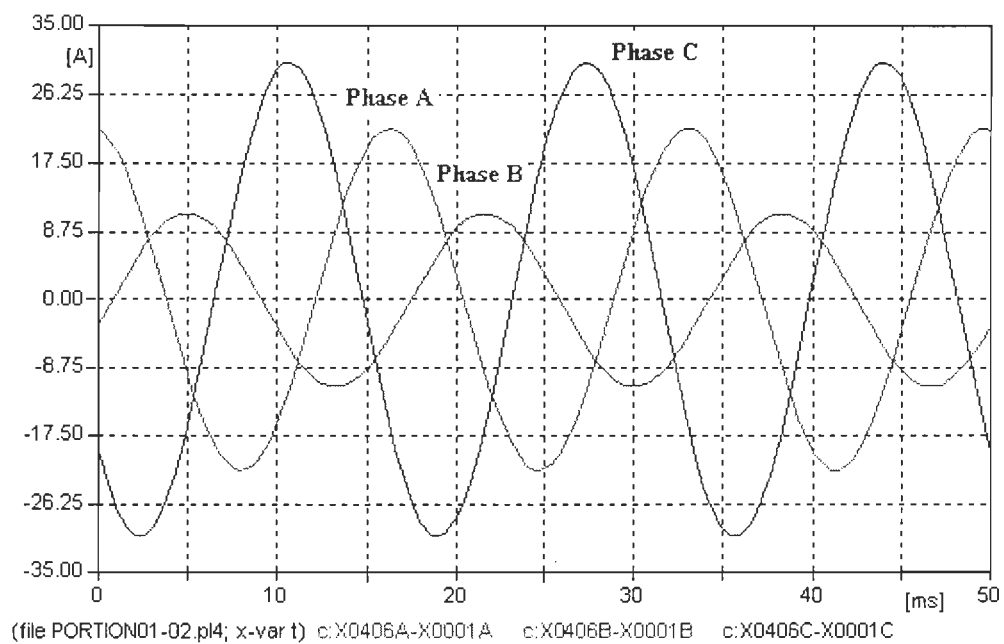


Figure 3.8. Courants circulant dans la ligne aérienne triphasée (L1)

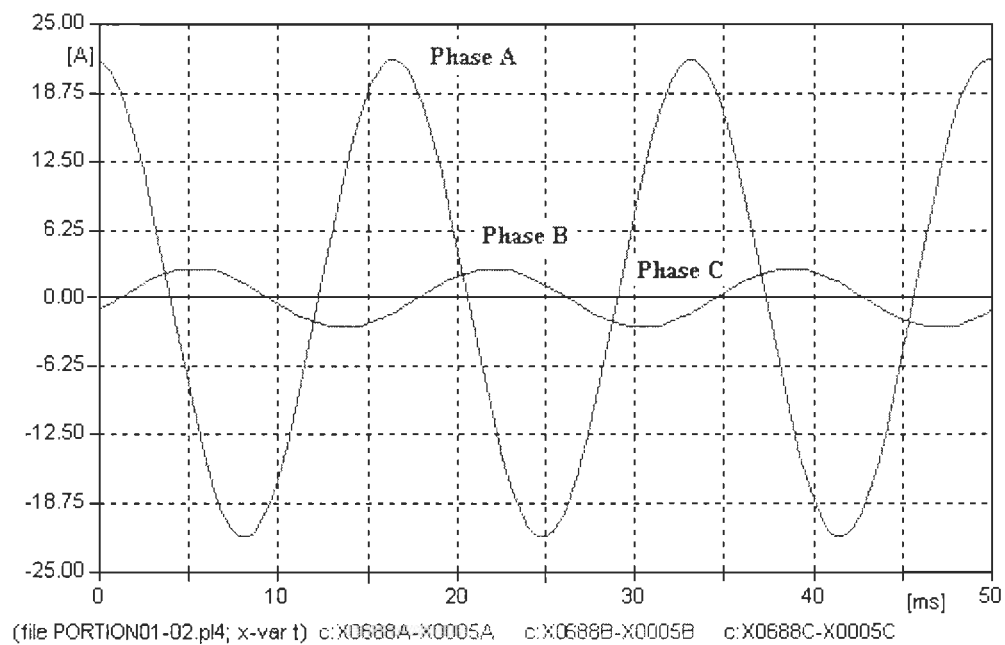
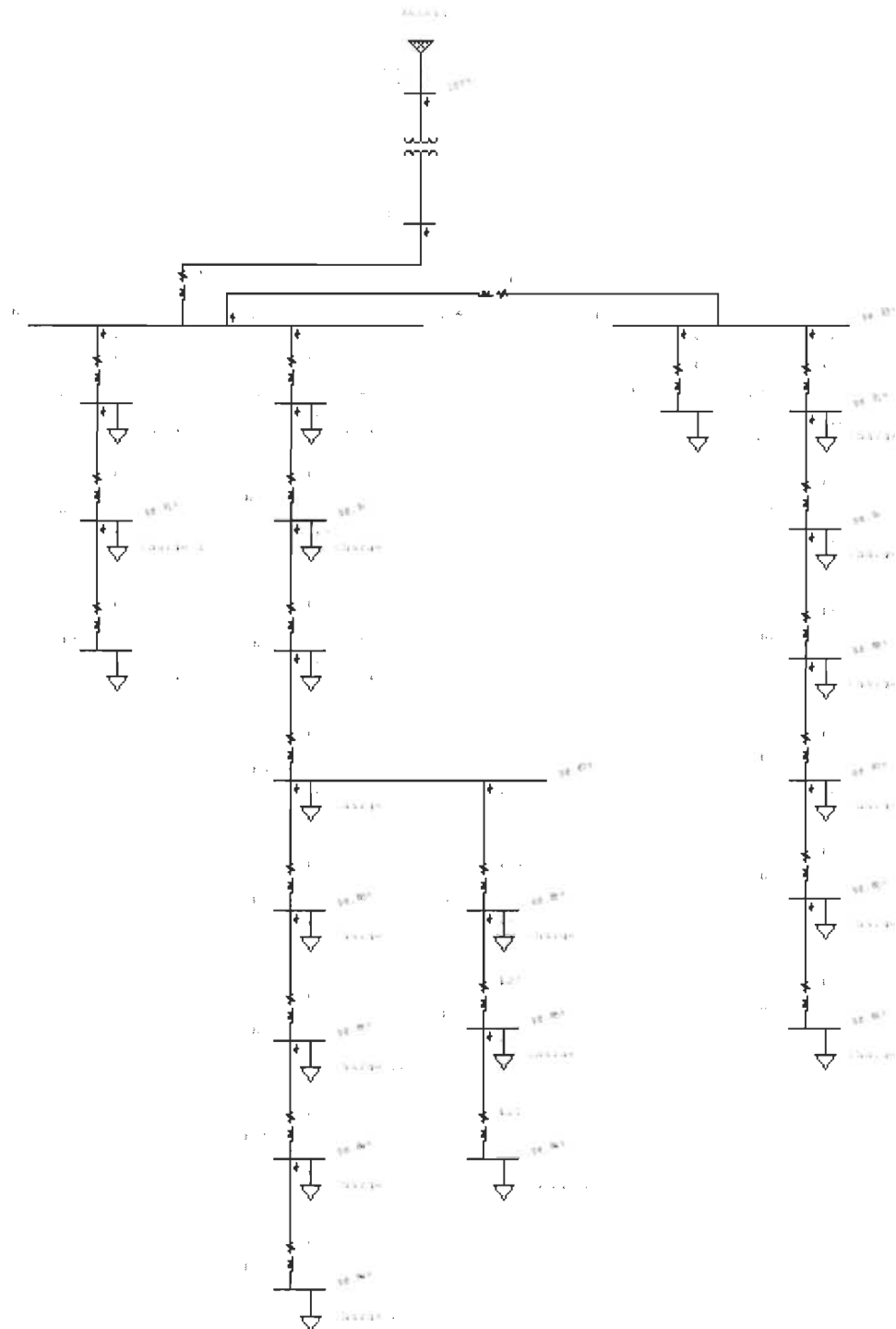


Figure 3.9. Courants circulant dans le câble triphasé (L2)

3.3.2 ETAP (*Electrical Transient Analyzer Program*)

ETAP est un autre logiciel spécifique de simulation du réseau électrique utilisé pour valider les résultats de la thèse. Il est développé et commercialisé par la compagnie OTI (Operation Technology Inc) depuis 1986. Ce logiciel est utilisé largement dans les domaines de l'industrie, de l'éducation et de la recherche. Il utilise la méthode matricielle «Newton-Raphson fast decoupled» dans son calcul d'écoulement de puissance. En effet, la simulation du réseau d'application avec le logiciel ETAP est présentée par la figure 3.10. Les lignes du réseau sont simulées par le module «cable» de la librairie du logiciel. Nous avons également choisi le «static load» pour présenter la charge. De plus, le réseau est représenté par le «Utility swing bus» et le transformateur 50 MVA est aussi utilisé. Les résultats d'écoulement de puissance du réseau d'application obtenus par le logiciel de simulation ETAP sont donnés dans le tableau 3-4 et les figures 3.11-3.14 et comparés à ceux obtenus par le logiciel EMTP.



3.3.3 Comparaisons des résultats obtenus par les deux logiciels (EMTP et ETAP)

Nous présentons, dans cette section, les résultats d'écoulement de puissance du réseau d'application (les tensions aux nœuds et les courants dans les lignes) obtenus par les deux logiciels industriels de simulation EMTP et ETAP.

Tableau 3-4. Courants (A) en valeur d'amplitude dans les lignes du réseau d'application (L1-L25)

	L1A	L1B	L1C	L2A	L2B	L2C	L3	L4	L5
EMTP	21.32	10.68	29.65	21.32	2.68	0	21.32	18.82	16.11
ETAP	20.85	10.44	28.78	20.85	2.63	0	20.85	18.24	15.68

	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12	L13	L14	L15
EMTP	13.51	10.78	8.12	5.48	2.68	2.67	8.12	5.48	2.67	29.65
ETAP	13.01	10.46	7.88	5.29	2.64	2.63	7.89	5.29	2.64	28.78

	L16	L17	L18	L19	L20	L21	L22	L23	L24	L25
EMTP	27.01	24.35	21.67	8.11	5.49	2.67	10.91	8.22	5.48	2.68
ETAP	26.15	23.48	20.85	7.89	5.28	2.64	10.46	7.88	5.26	2.63

La figure 3.11 présente la comparaison des courants circulant dans les lignes triphasées (L1, L2) du réseau d'application obtenus par les logiciels ETAP, EMTP.

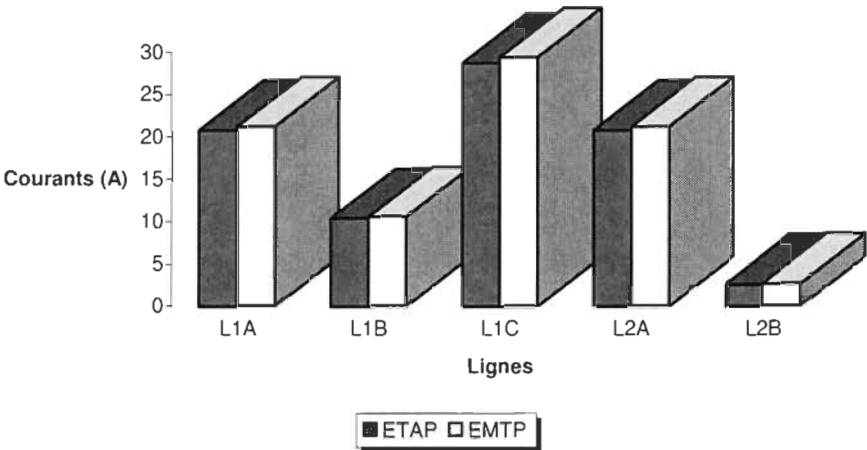


Figure 3.11. Courants circulant dans les lignes triphasées du réseau d'application (L1, L2)

Les figures 3.12, 3.13, 3.14 présentent la comparaison des tensions aux nœuds (N0-N25) du réseau d'application obtenus par les logiciels EMTP et ETAP.

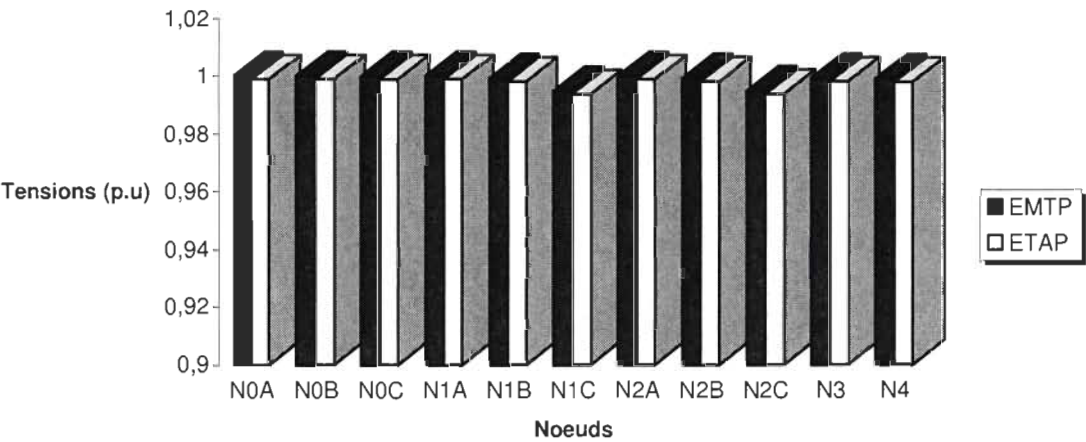


Figure 3.12. Tensions aux nœuds (N0-N4) du réseau d'application

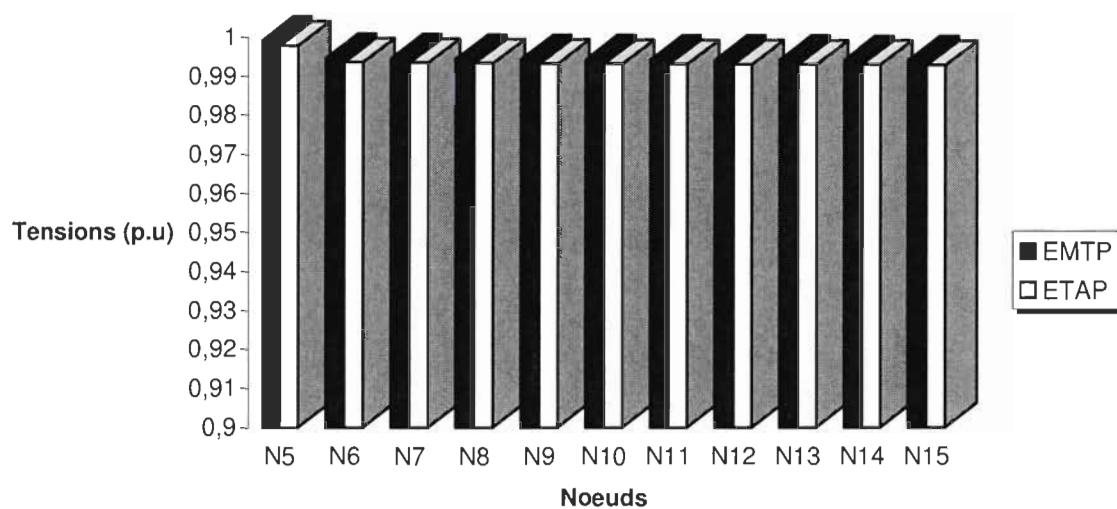


Figure 3.13. Tensions aux nœuds (N5-N15) du réseau d'application

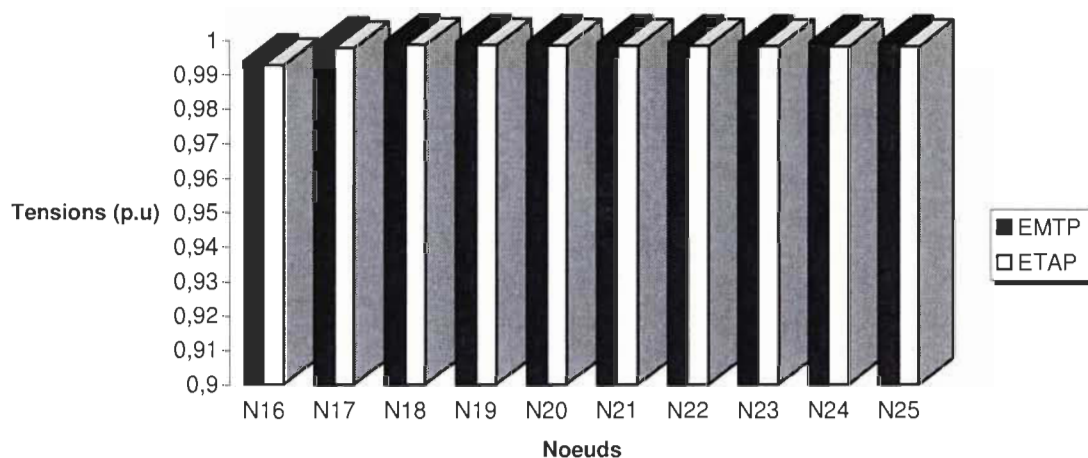


Figure 3.14. Tensions aux nœuds (N16-N25) du réseau d'application

Les résultats de simulation sur le réseau d'application obtenus par les deux logiciels industriels EMTP et ETAP sont totalement cohérents. Les différences sont faibles (1.78 (%))

pour la tension et 2.15 (%) pour le courant). Donc, les résultats obtenus par ces deux logiciels seront utilisés pour valider la méthode proposée dans le prochain chapitre.

3.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons établi un réseau d'application représentant le réseau de distribution électrique utilisé en Amérique du Nord. Il s'agit d'un réseau triphasé avec le neutre distribué et mis à la terre régulièrement. Le réseau comporte une ligne aérienne triphasée, un câble triphasé et les dérivations monophasées par les câbles souterrains. Les caractéristiques de ses composants principaux (le transformateur, la ligne aérienne, les câbles, les charges et le modèle de la production décentralisée, etc.) ont été également détaillées.

Ensuite, ce réseau d'application a été simulé avec les logiciels industriels (EMTP, ETAP) qui utilisent la méthode matricielle Newton-Raphson dans le calcul d'écoulement de puissance. Les résultats des tensions aux nœuds et des courants dans les lignes obtenus par ces deux logiciels sont présentés et comparés entre eux. Ils sont totalement cohérents, les différences sont faibles (1.78 (%) pour la tension et 2.15 (%) pour le courant). Donc, ils seront utilisés pour valider la méthode proposée dans le prochain chapitre.

Chapitre 4 - Méthode proposée pour le calcul d'écoulement de puissance et le traitement des déséquilibres

4.1 Introduction

Le calcul d'écoulement de puissance est une étude en régime permanent du réseau complexe qui consiste à déterminer, en premier lieu, à chaque jeu de barres, l'amplitude et la phase de la tension ainsi que les puissances active et réactive injectées. Connaissant les tensions (amplitude et phase) aux jeux de barres ainsi que les puissances injectées (active et réactive), nous pouvons calculer, en deuxième lieu, les courants et les puissances dans les lignes et ceux fournis par les sources. En considérant un réseau comprenant «n» jeux de barres, nous obtenons «n» équations d'écoulement de puissance données par l'équation (4-1) [53], [54].

$$\overline{S}_i^* = \left\{ \overline{Y}_i \overline{V}_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \overline{Y}_{ij} \overline{V}_j \right\} \overline{V}_i^* \quad (4-1)$$

Où S : la puissance apparente injectée; Y : l'admittance du réseau; V : la tension au jeu de barres.

Si nous égalisons les parties réelles de part et d'autre ainsi que les parties imaginaires, nous obtenons « $2n$ » équations et « $4n$ » variables car à chaque jeu de barres, il existe 4 variables :

- la tension : V
- la phase de la tension : δ
- la puissance active injectée : P
- la puissance réactive injectée : Q

Pour résoudre ces équations, il faut spécifier « $2n$ » variables et estimer, au départ, les « $2n$ » autres variables. Aussi, nous distinguons des variables dépendantes et des variables indépendantes.

Avant de spécifier les « $2n$ » variables indépendantes généralement considérées, il faut distinguer 3 types de jeu de barres :

- le « swing bus » ou « slack bus » ou jeu de barres de référence où V et δ sont spécifiées;
- les « generator buses » ou jeux de barres à tension contrôlée où V et P sont spécifiées;
- les « load buses » ou jeux de barres de charge où P , Q sont spécifiées.

Ce sont des équations non-linéaires. Donc, il faut utiliser des méthodes itératives pour les résoudre. Il se trouve dans la littérature jusqu'à date deux grands groupes de méthode [53]: la méthode basée sur la formation matricielle et la méthode basée sur la configuration du réseau.

4.2 Calcul d'écoulement de puissance

4.2.1 Méthode matricielle

a. Méthode Newton-Raphson

Cette méthode permet de résoudre «n» équations algébriques non-linéaires à «n» inconnues, où y représente la puissance active et réactive en fonction des variables x représentant les valeurs électriques comme la tension et le courant [54].

$$\begin{aligned} y_1 &= f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ y_2 &= f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ &\vdots \\ y_n &= f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{aligned} \quad (4-2)$$

Afin de résoudre ces équations, nous devons estimer une solution approchée au départ pour : x_1, x_2, \dots, x_n soit $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$. Si nous corrigeons ces valeurs, on obtient :

$$\begin{aligned} y_1 &= f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)}) \\ y_2 &= f_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)}) \\ &\vdots \\ y_n &= f_n(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)}) \end{aligned} \quad (4-3)$$

Les valeurs à ajouter aux valeurs estimées pour les corriger sont obtenues en considérant le développement en série de Taylor des fonctions à plusieurs variables précédentes :

$$y_1 = f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_0 + \Delta x_2^{(0)} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_0 + \dots + \Delta x_n^{(0)} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_0 + \text{reste} \quad (4-4)$$

Où le reste comprend les termes de dérivées supérieures.

Nous effectuons un développement semblable pour les autres équations.

Si nous négligeons le reste, nous pouvons écrire :

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ y_2 - f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ \vdots \\ y_n - f_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \dots \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \dots \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \dots \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (4-5)$$

De ce résultat, nous pouvons isoler $\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \dots, \Delta x_n^{(0)}$ et obtenir après la première itération :

$$x_1^{(1)} = x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(1)} = x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(1)} = x_n^{(0)} + \Delta x_n^{(0)} \quad (4-6)$$

Nous répétons ce processus itératif jusqu'à une précision désirée.

L'algorithme complet de la méthode Newton-Raphson est présenté par la figure 4.1.

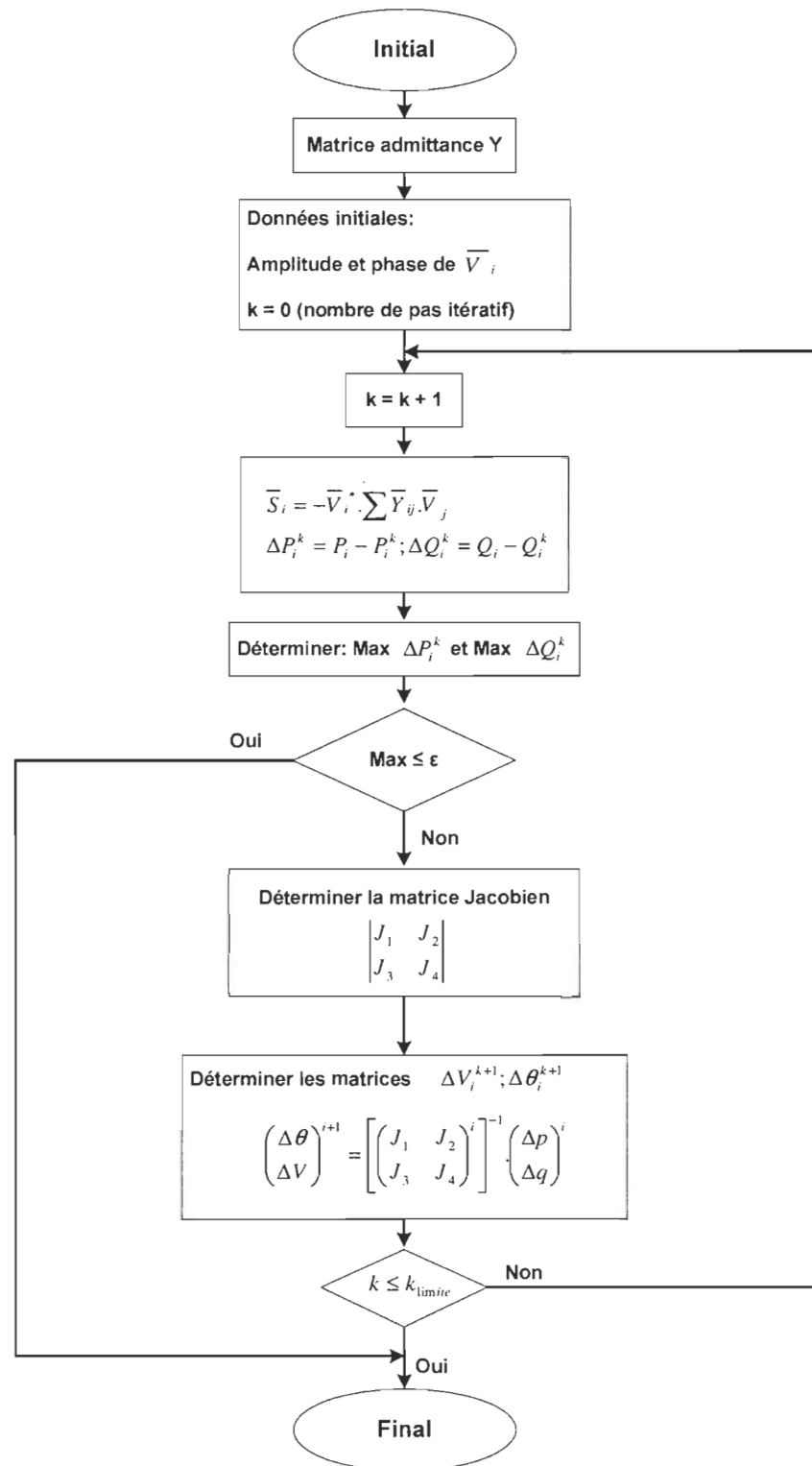


Figure 4.1. Algorithme complet de la méthode Newton-Raphson [54]

b. Méthode Gauss-Seidel

Nous considérons ci-dessous un système d'équation algébrique non-linéaire où les variables x représentent les valeurs électriques à calculer, soit la tension, soit le courant [54].

$$\begin{aligned} c_{11}x_1 + c_{12}x_2 + c_{13}x_3 &= r_1 \\ c_{21}x_1 + c_{22}x_2 + c_{23}x_3 &= r_2 \\ c_{31}x_1 + c_{32}x_2 + c_{33}x_3 &= r_3 \end{aligned} \quad (4-7)$$

Nous isolons x_1 , x_2 et x_3 :

$$\begin{aligned} x_1 &= \frac{r_1 - c_{12}x_2 - c_{13}x_3}{c_{11}} \\ x_2 &= \frac{r_2 - c_{21}x_1 - c_{23}x_3}{c_{22}} \\ x_3 &= \frac{r_3 - c_{31}x_1 - c_{32}x_2}{c_{33}} \end{aligned} \quad (4-8)$$

Il faut alors estimer des valeurs de départ $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)}$. On obtient les valeurs de x_1 , x_2 et

x_3 après la première itération :

$$\begin{aligned} x_1^{(1)} &= \frac{r_1 - c_{12}x_2^{(0)} - c_{13}x_3^{(0)}}{c_{11}} \\ x_2^{(1)} &= \frac{r_2 - c_{21}x_1^{(1)} - c_{23}x_3^{(0)}}{c_{22}} \\ x_3^{(1)} &= \frac{r_3 - c_{31}x_1^{(1)} - c_{32}x_2^{(1)}}{c_{33}} \end{aligned} \quad (4-9)$$

Nous répétons ce processus itératif jusqu'à ce que le critère de convergence soit satisfait.

Par exemple :

$$\left| x_i^{(k+1)} - x_i^k \right| \leq \varepsilon \quad \forall i \quad (4-10)$$

où $k+1$ représente l'itération courante, ε est le seuil de convergence.

Nous pouvons accélérer une convergence, c'est-à-dire diminuer le nombre de processus itératif requis, ou faire converger une solution divergente en utilisant à chaque étape de calcul un facteur ou un coefficient de relaxation tel que :

$$x_i^{(k+1)} = x_i^k + \lambda \{ x_i^{(k+1)} - x_i^k \}$$

où λ est le facteur de relaxation qui va pondérer les résultats.

Nous choisissons :

- $1 < \lambda < 2$ pour accélérer la convergence
- $0 < \lambda < 1$ pour faire converger une solution divergente

La valeur de λ peut différer d'une équation à l'autre, mais elle est habituellement la même. Il existe une valeur optimale pour un système d'équations donné. Cependant, en pratique, nous pouvons procéder par essai et erreur en choisissant différentes valeurs de λ . L'accélération de la convergence devient particulièrement intéressante lorsqu'il y a un grand nombre d'équations à résoudre.

La figure 4.2 présente l'algorithme complet de la méthode Gauss-Seidel.

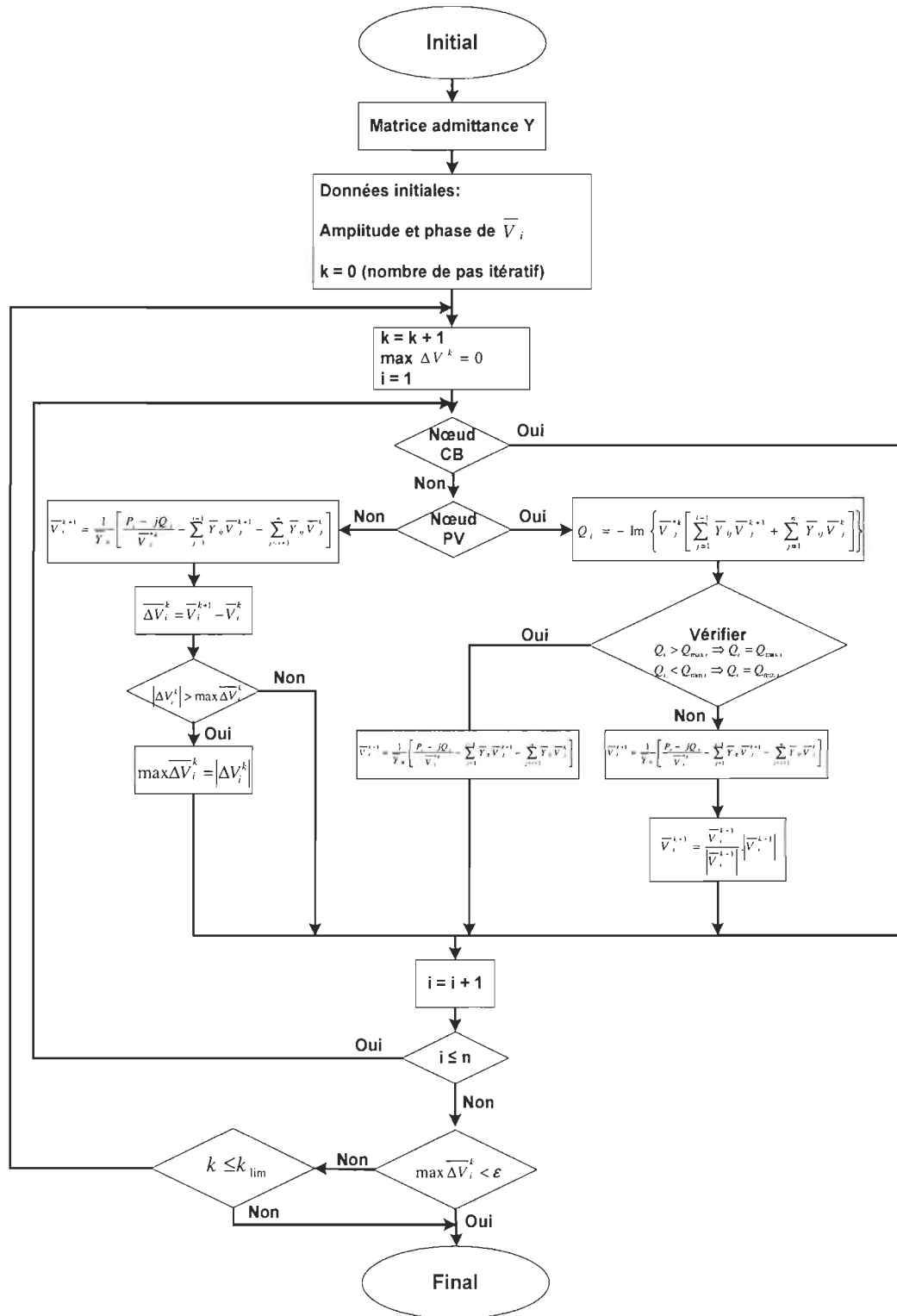


Figure 4.2. Algorithme complet de la méthode Gauss-Seidel [54]

4.2.2 Méthode basée sur la configuration du réseau par la division des couches

Cette méthode utilise la configuration du réseau radial au lieu de la formation matricielle du réseau pour résoudre les équations non-linéaires [55], [56].

a. Numérotation des nœuds et des branches

Dans l'article [56], les auteurs ont montré un réseau radial de distribution électrique avec n nœuds, b branches et une poste source (figure 4.3). Dans cette structure, le nœud le plus proche du poste source de la branche L est numéroté $L1$ et l'autre nœud est numéroté $L2$.

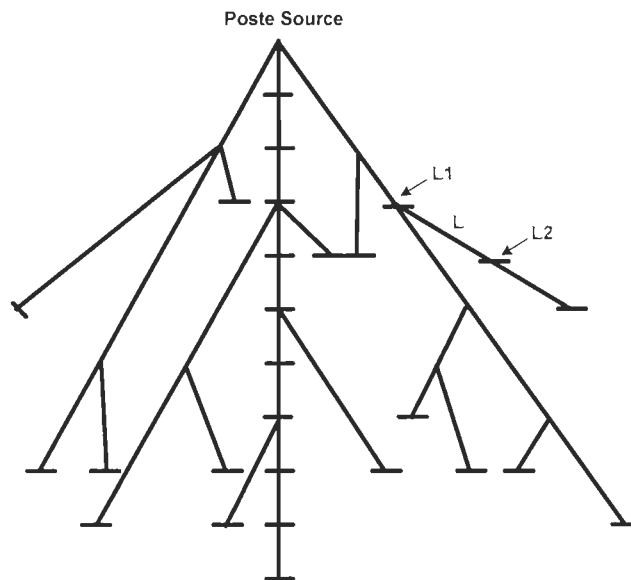


Figure 4.3. Numérotation des nœuds

Les branches dans les couches sont numérotées à partir de poste source comme montré sur la figure 4.4.

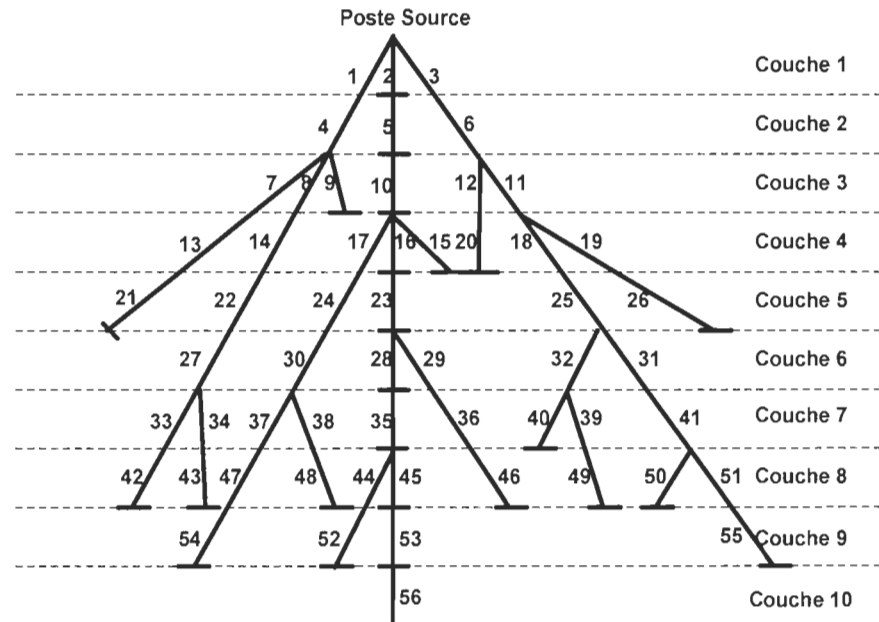


Figure 4.4. Numérotation des branches et des couches

b. Algorithme de résolution

- Dans le pas itératif k , le courant injecté au nœud i est calculé.
- Dans le pas itératif k , nous commençons par la branche dans la dernière couche vers la branche dans la première couche connectée au poste source. Le courant dans la branche L est calculé.
- En commençant par la branche dans la première couche vers la branche dans la dernière couche, dans chaque branche L , la tension au nœud $L2$ est calculée par la tension au nœud $L1$ et le courant dans la branche est calculé.

Nous répétons les calculs jusqu'à la convergence souhaitable.

4.2.3 *Analyses comparatives des méthodes de calcul d'écoulement de puissance et nécessité de développement d'une nouvelle méthode*

Les deux méthodes itératives matricielles (Gauss-Seidel et Newton-Raphson) présentées dans les sections ci-dessus sont robustes et applicables sur tous les types de réseau (réseau radial, maillé, etc.). Cependant, elles sont parfois complexes et les convergences sont longues pour les réseaux simples. Le nombre de processus itératifs requis avec la méthode de Newton-Raphson utilisant la matrice des admittances est pratiquement indépendant du nombre «n» de jeux de barres. Le temps de calcul avec la méthode de Gauss-Seidel augmente presque proportionnellement avec le nombre de jeux de barres. Par ailleurs, le temps de calcul des éléments du Jacobien est assez long et le temps par processus itératif est considérablement plus long par la méthode de Newton-Raphson. Le tableau 4-1 présente le nombre de processus itératifs par les deux méthodes en fonction du nombre de jeux de barres.

Tableau 4-1. Nombre de processus itératifs en fonction du nombre de jeux de barres

Nombre de jeux de barres	Gauss-Seidel avec un facteur d'accélération 1.7	Newton-Raphson
14	24	4
30	33	4
57	59	4
92	80	4
113	92	4

De plus, nous rencontrons également une grande difficulté dans la modélisation des productions décentralisées monophasées intégrées au réseau électrique triphasé, surtout dans les études paramétriques lorsque la puissance et la position des PDs varient.

Une autre méthode basée sur la division des couches est également présentée. Cette méthode utilise la configuration du réseau au lieu de la formation matricielle dans son calcul. Cependant, le point faible de cette méthode est qu'elle ne peut pas tenir compte des sources décentralisées connectées au réseau. Aussi, les auteurs traitent seulement le problème de réseau monophasé.

Dans ce contexte, afin d'accomplir les points faibles et d'améliorer les performances des méthodes existantes comme : les difficultés de la modélisation des PDs, les complexités dans le calcul des méthodes matricielles et aussi la prise en compte de l'intégration des PDs monophasées au réseau triphasé, nous proposons, dans le prochain paragraphe, une méthode qui se classe dans le groupe des méthodes de configuration du réseau. Elle permet de calculer l'écoulement de puissance et de traiter les déséquilibres dans un réseau radial triphasé électrique en tenant compte des productions décentralisées monophasées intégrées. Cette méthode se base sur l'approche de la réduction de l'ordre d'impédance propre et mutuelle du réseau et d'identification du sens de la puissance.

4.3 Proposition d'une méthode basée sur la technique de réduction de l'ordre d'impédance du réseau et la technique d'identification du sens de la puissance

La méthode proposée qui se classe dans le groupe des méthodes de configuration du réseau, consiste à deux techniques : (i) une technique de réduction de l'ordre d'impédance

propre et mutuelle du réseau et (ii) une technique d'identification du sens de la puissance. Cette méthode permet de calculer l'écoulement de puissance, de déterminer les composantes symétriques (directe, inverse, homopolaire) de la tension et du courant du réseau et de traiter les déséquilibres de la tension et du courant qui ne peuvent pas se faire avec les méthodes matricielles existantes. La figure 4.5 présente le diagramme de la méthode proposée. Il s'agit d'une combinaison de la technique de réduction de l'ordre d'impédance du réseau et de la technique d'identification du sens de la puissance qui est résolue par trois étapes itératives. Cette méthode est expliquée analytiquement et programmée dans l'environnement Matlab. La qualification de la méthode est effectuée par la comparaison des résultats de calcul d'écoulement de puissance obtenus par la méthode proposée avec ceux obtenus par les logiciels de simulation (EMTP et ETAP) qui utilisent la formation matricielle dans leur calcul. De plus, une fois la méthode proposée validée, nous l'utilisons, ensuite, pour le traitement des déséquilibres du réseau triphasé dus à l'interconnexion des PDs monophasées.

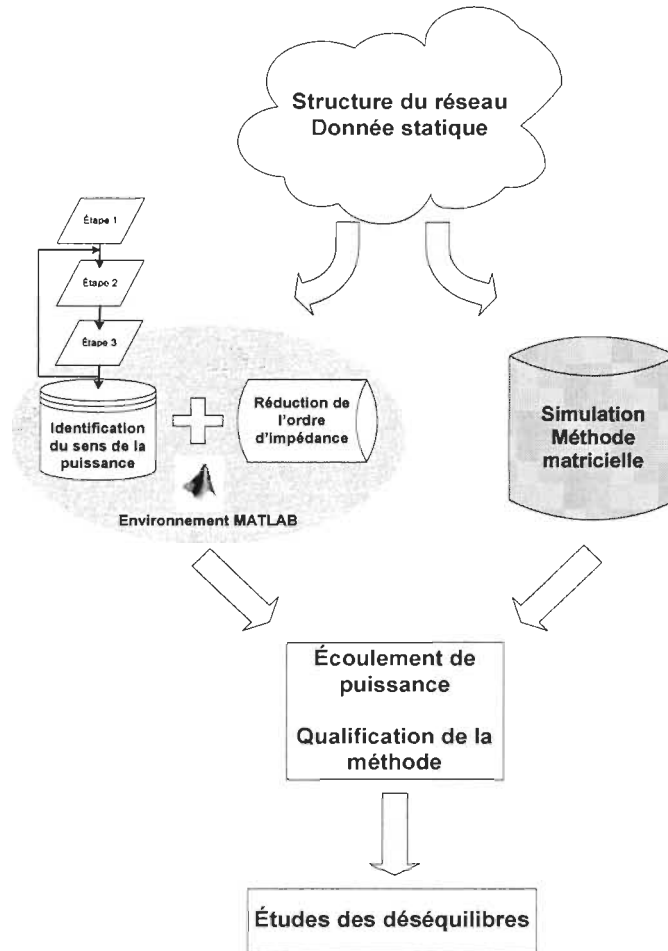


Figure 4.5. Diagramme de la méthode proposée

4.3.1 Réduction de l'ordre d'impédance propre et mutuelle du réseau

Le réseau de distribution électrique de type nord-américain est caractérisé par trois conducteurs de phases, un conducteur de neutre distribué et mis à la terre régulièrement. Les impédances propre et mutuelle complètes du réseau sont présentées à la figure 4.6. Elles sont représentées par la matrice de l'impédance de l'ordre (5x5). Afin de traiter les déséquilibres du réseau triphasé dus à l'intégration des PDs monophasées, il faut connaître les composantes directe et inverse de la tension ainsi que du courant. De plus, pour calculer ces composantes, nous devons nous baser sur les composantes symétriques de l'impédance

du réseau. Donc, cette section présente la technique de réduction de l'ordre d'impédance complète (5x5) du réseau à l'ordre des composantes symétriques (3x3).

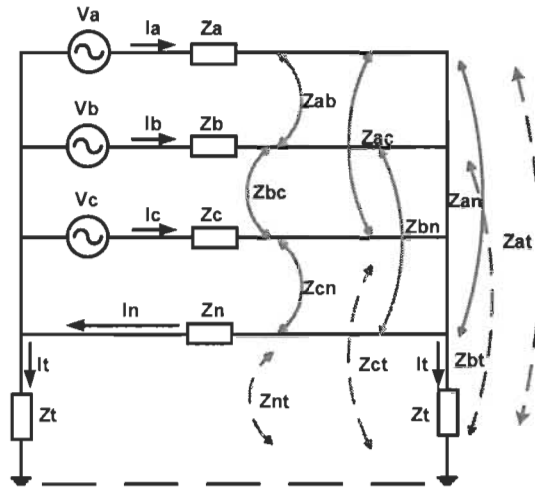


Figure 4.6. Impédances propre et mutuelle du réseau élémentaire de type nord-américain

La matrice des impédances complète est une matrice de l'ordre (5x5) (équation 4-11)

$$Z = \begin{pmatrix} Z_a & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} & Z_{at} \\ Z_{ba} & Z_b & Z_{bc} & Z_{bn} & Z_{bt} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_c & Z_{cn} & Z_{ct} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_n & Z_{nt} \\ Z_{ta} & Z_{tb} & Z_{tc} & Z_{tn} & Z_t \end{pmatrix} \quad (4-11)$$

Où :

Z_a, Z_b, Z_c : impédances propres (Z_p)

Z_n, Z_t : impédances du neutre et de la terre

$Z_{ij} (i \neq j)$: impédances mutuelles (Z_m)

Afin de vérifier si le courant de retour circule principalement dans le conducteur du neutre ou de la terre. Nous avons simulé le réseau élémentaire (figure 4.6) avec les

paramètres de charge (phase A-neutre), les valeurs de l'impédance mise à la terre et du neutre variables (figure 4.7, tableau 4-1).

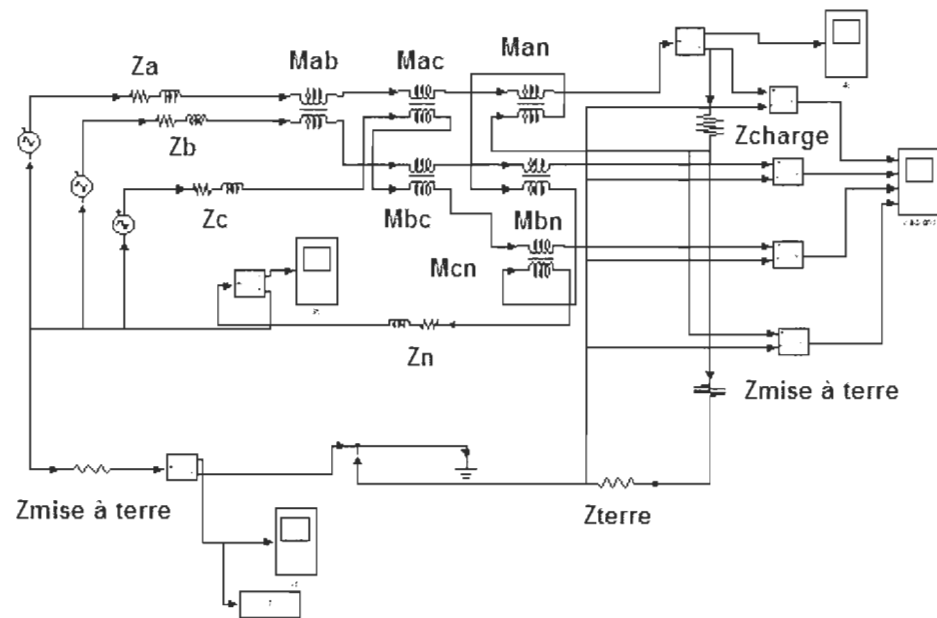


Figure 4.7. Simulation du réseau élémentaire pour déterminer le courant de retour

Tableau 4-2. Courant de retour en fonction de l'impédance du neutre et de la terre

Z_neutre (Ω)	Z_terre (Ω)	I_total (A)	I_neutre (A)	I_terre (A)
$0.18+j0.881$	$2^{\circ}5$	73,515	73,514	0,004
$10*(0.18+j0.881)$	200	72,869	72,346	0,515
$50*(0.18+j0.881)$	0.1	73,044	68,007	5,103

Les résultats de simulation montrent que le courant de retour circule essentiellement par le conducteur de neutre (colonne violette de la figure 4.8).

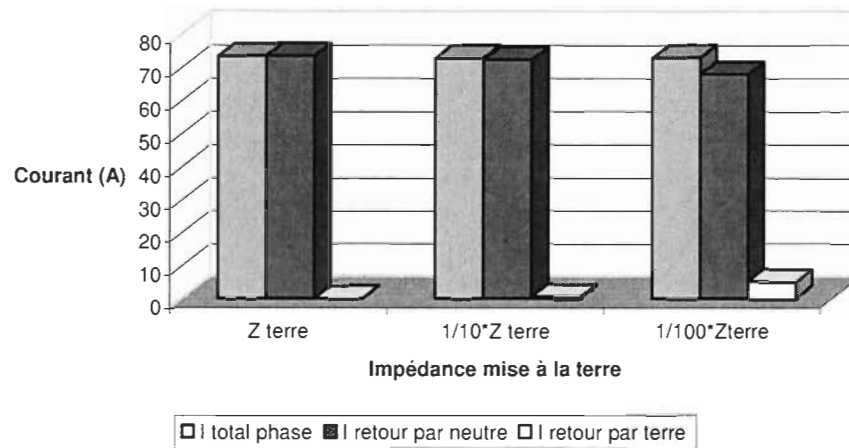


Figure 4.8. Courant de phase et courant de retour

Donc, nous pouvons maintenant réduire l'ordre d'impédance complet à l'ordre (4x4) en négligeant le conducteur de terre. Le schéma équivalent du réseau réduit est présenté par la figure 4.9.

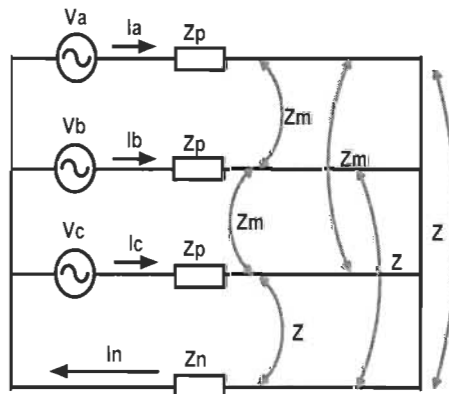


Figure 4.9. Impédances propre et mutuelle du réseau réduit

À partir du modèle réduit et en supposant que : $Z_a, Z_b, Z_c = Z_p$; $Z_{ab}, Z_{bc}, Z_{ca} = Z_m$;

$Z_{an}, Z_{bn}, Z_{cn} = Z$, nous pouvons établir les équations de tension en phase suivant :

$$\begin{cases} V_a = I_a(Z_p + Z_n - 2Z) + I_b(Z_m + Z_n - 2Z) + I_c(Z_m + Z_n - 2Z) \\ V_b = I_a(Z_m + Z_n - 2Z) + I_b(Z_p + Z_n - 2Z) + I_c(Z_m + Z_n - 2Z) \\ V_c = I_a(Z_m + Z_n - 2Z) + I_b(Z_m + Z_n - 2Z) + I_c(Z_p + Z_n - 2Z) \end{cases} \quad (4-12)$$

En appliquant la transformation symétrique, nous pouvons transférer la tension en phase aux composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire).

$$\begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_0 \end{pmatrix} = F * \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (4-13)$$

Où :

V_1, V_2, V_0 : composantes directe, inverse et homopolaire de la tension

V_a, V_b, V_c : tensions des phases

F : matrice de transfert qui est définie par équation 4-14.

$$F = \frac{1}{3} * \begin{pmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \quad (4-14)$$

Avec opérateur $a = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}.i$

Nous pouvons présenter graphiquement la décomposition des valeurs en phase non-symétriques aux composantes symétriques (figure 4.10).

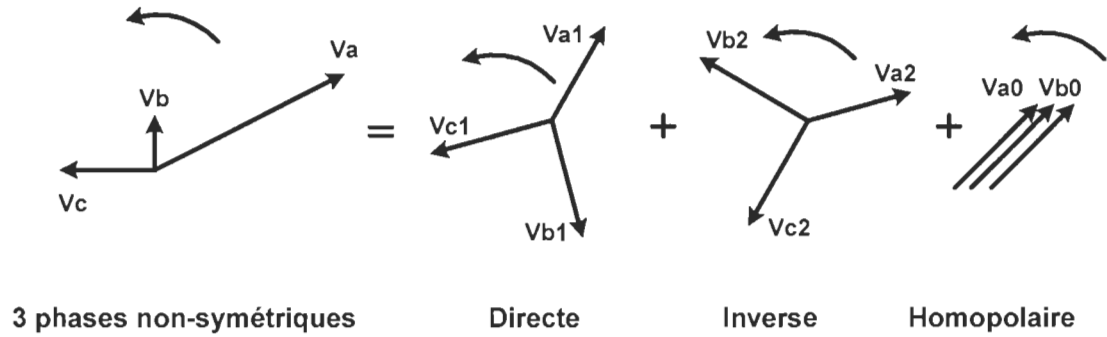


Figure 4.10. Décomposition des valeurs en phase aux composantes symétriques

En combinant les équations (4-12), (4-13), (4-14), nous pouvons écrire les composantes symétriques de la tension phase A sous forme :

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)(Z_p + 3Z_n + 2Z_m - 6Z) \quad (4-15)$$

$$= I_{a0}(Z_p + 3Z_n + 2Z_m - 6Z)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (4-16)$$

$$= I_{a1}[Z_p + Z_n(1 + a + a^2) - 2Z(1 + a + a^2) + Z_m(a + a^2)] = I_{a1}(Z_p - Z_m)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (4-17)$$

$$= I_{a2}[Z_p + Z_n(1 + a + a^2) - 2Z(1 + a + a^2) + Z_m(a + a^2)] = I_{a2}(Z_p - Z_m)$$

Finalement, nous déduisons les composantes directe, inverse et homopolaire de l'impédance du réseau pour intégrer à notre algorithme :

$$\begin{cases} Z_0 = Z_p + 3Z_n + 2Z_m - 6Z \\ Z_1 = Z_p - Z_m \\ Z_2 = Z_p - Z_m \end{cases} \quad (4-18)$$

4.3.2 Identification du sens de la puissance

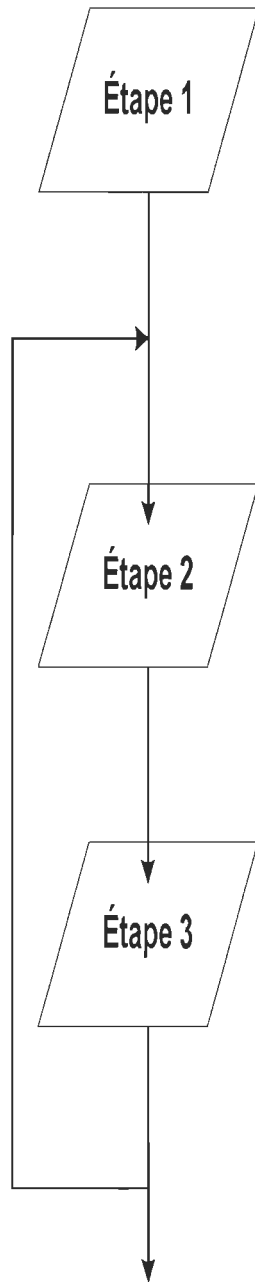
Nous avons présenté la première contribution de la méthode proposée concernant la technique de réduction de l'ordre d'impédance complète (5x5) à l'ordre des composantes symétriques (3x3) dans la section précédente. Nous présentons, dans cette section, la deuxième contribution de la méthode proposée reliant la technique d'identification du sens de la puissance et l'intégration de la matrice de l'impédance réduite (ordre 3x3) dans les calculs d'écoulement de puissance et du traitement des déséquilibres.

Principe :

En exploitant la structure arborescente d'un réseau de distribution, nous constatons qu'il est possible de déterminer directement le sens de la puissance grâce à la configuration radiale du réseau. Afin de calculer l'écoulement de puissance (les tensions aux nœuds et les courants de phase dans les lignes puis leurs composantes symétriques), nous estimons, tout d'abord, la tension de la phase à chaque nœud égale à sa valeur nominale. Ensuite, en connaissant la puissance injectée au nœud, nous calculons les valeurs des phases (A, B, C) et des composantes symétriques (directe, inverse, homopolaire) des courants injectés à chaque nœud (étape 1). Les valeurs symétriques des courants circulant dans les lignes sont, ensuite, calculées (étape 2). Enfin, les chutes de tension et les tensions réelles des phases (A, B, C) à chaque nœud sont traitées (étape 3).

Nous répétons les pas d'itération jusqu'à ce que le système converge vers un état stable.

En effet, les étapes itératives de calcul sont les suivantes :



- Une première estimation de la tension V égale à sa valeur nominale V_n , permet de calculer toutes les injections de courant aux nœuds en valeur des phases et, ensuite, en valeur symétrique;

$$\bar{V}_{i(abc)}^{(0)} = \bar{V}_n; \bar{I}_{i(abc)}^{(0)} = \frac{\bar{S}_{i(abc)}^{*(0)}}{\bar{V}_{i(abc)}^{*(0)}}; \bar{I}_{i(012)}^{(0)} = F \cdot \bar{I}_{i(abc)}^{(0)} \quad (4-19)$$

- En partant des nœuds extrémités, nous calculons les courants dans les lignes en valeur symétrique;

$$\sum_{l=1}^m \bar{i}_l = 0 \Rightarrow \bar{I}_{ij(012)}^{(k)} \quad (4-20)$$

- À partir du poste source, où nous supposons que la tension est constante et connue, nous calculons les chutes de tension à travers les différentes branches en valeur symétrique et, ensuite, en valeur des phases, ce qui fournit des nouvelles estimations des tensions aux nœuds;

$$\Delta \bar{V}_{ij(012)}^{(k)} = \bar{I}_{ij(012)}^{(k)} \cdot \bar{Z}_{ij(012)}^{(k)}; \Delta \bar{V}_{ij(abc)}^{(k)} = F_{inv} \cdot \Delta \bar{V}_{ij(012)}^{(k)}; \quad (4-21)$$

$$\bar{V}_{i(abc)}^{(k)} = \bar{V}_{j(abc)}^{(k-1)} - \Delta \bar{V}_{ij(abc)}^{(k)};$$

Une fois le nouveau plan de tension calculé, nous répétons les étapes d'itérations 2-3 jusqu'à ce que le système converge vers un état stable (différence du plan de tension entre deux itérations successives inférieure à un certain seuil fixé $\overline{V}_{i(abc)}^{(k)} - \overline{V}_{i(abc)}^{(k-1)} < \epsilon$) (4-22).

La méthode proposée en combinant les deux nouvelles techniques (technique de réduction de l'ordre d'impédance et technique d'identification du sens de la puissance) permet de calculer le réseau radial triphasé électrique en régime permanent (l'écoulement de puissance) en tenant compte de l'intégration des productions distribuées monophasées. De plus, l'intégration du transfert des valeurs de phase (A, B, C) de courant et de tension en valeurs symétriques (directe, inverse, homopolaire) dans la boucle itérative de la méthode proposée permet de traiter les déséquilibres. Ces derniers ont besoin de ces composantes directe et inverse de tension et qui ne peuvent pas se faire avec les méthodes matricielles.

Exemple de réalisation des étapes sur le réseau d'application :

Nous utilisons maintenant le réseau d'application (figure 3.1) pour expliquer clairement les étapes d'identification du sens de la puissance qui consistent à l'orientation du courant vers le poste source et le processus de calcul de tension aux nœuds.

Tout d'abord, nous mettons tous les nœuds extrémités (c'est-à-dire les nœuds qui n'ont qu'un seul voisin) dans une liste (N5, N12, N16, N17, N25). Ensuite, nous prenons le premier nœud dans cette liste (N5), nous visitons son voisin (N4) et nous marquons la ligne connectant entre ces deux nœuds avec le sens vers le nœud voisin (N4). Nous regardons présentement les lignes connectant au N4 :

- S'il n'y a qu'une ligne n'est pas marquée, nous continuons de marquer cette ligne avec le sens vers le nœud voisin de N4 (nœud N3). Le nœud N4 est maintenant considéré comme un nœud d'origine.

- S'il y a plus qu'une ligne n'est pas marquée, nous arrêtons et nous prenons le deuxième nœud dans notre liste des nœuds extrémités (N12).

Nous répétons le processus précédent pour tous les nœuds extrémités dans la liste et nous pouvons finalement orienter le courant des nœuds extrémités vers le poste source (figure 4.11). Ensuite, nous suivons le même cheminement avec le sens inverse de poste source vers les nœuds extrémités pour déterminer le processus de calcul de tension aux nœuds. Les étapes d'identification du sens de la puissance sont déterminées.

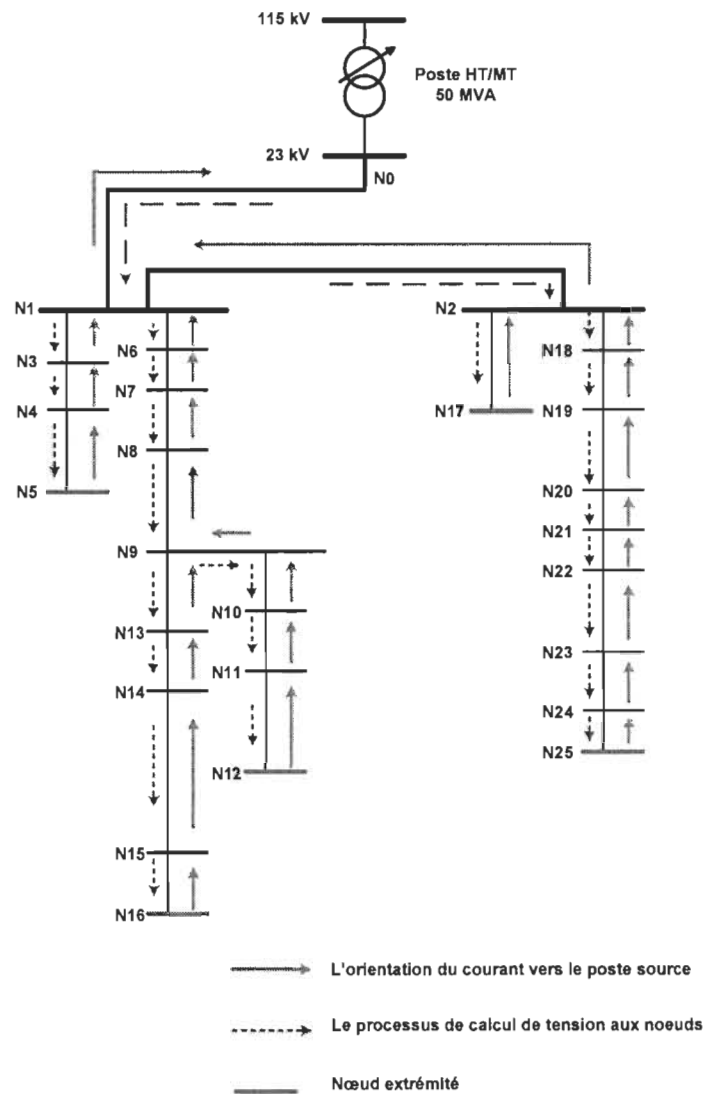


Figure 4.11. Identification du sens de la puissance

4.3.3 Diagramme de l'algorithme proposé

Nous présentons, dans cette section, l'algorithme complet (figure 4.12) de la méthode proposée. Les deux contributions liées à cet algorithme et présentées dans les sections précédentes sont le calcul d'écoulement de puissance le traitement des déséquilibres dans un réseau de distribution électrique triphasé de type nord-américain en intégrant les PDs monophasées.

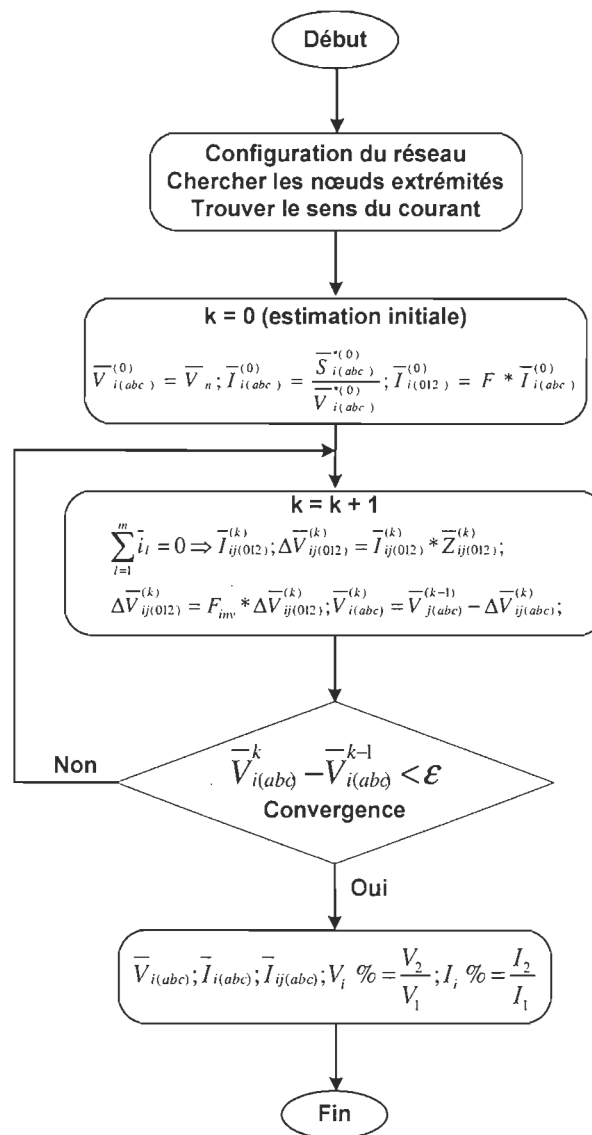


Figure 4.12. Algorithme complet de la méthode proposée

4.3.4 Calculs numériques détaillés d'un réseau simple

Nous considérons un réseau simple (figure 4.13) avec la puissance des charges = 50 kVA et le facteur de puissance $\cos \varphi = 0.98$.

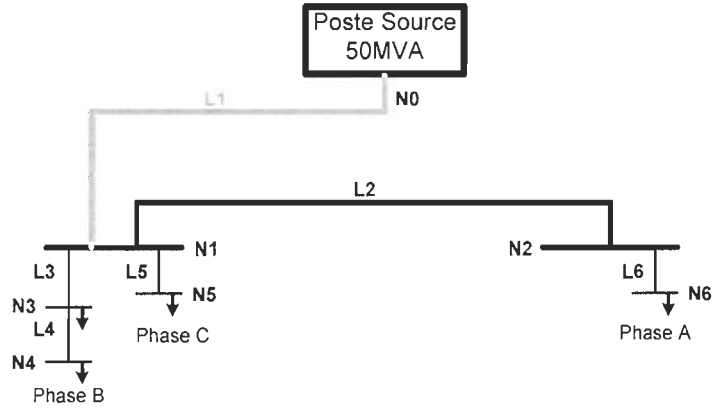


Figure 4.13. Réseau simple

Réduction de l'ordre d'impédance :

Après l'étape de réduction de l'ordre d'impédance, nous pouvons déterminer les composantes symétriques (directe, inverse, homopolaire) de l'impédance des lignes du réseau simple comme :

Ligne triphasée 1 :

$$\bar{Z}_{1(012)} = \begin{pmatrix} 1.12 + j3.651 \\ 1.12 + j3.651 \\ 3.982 + j12.029 \end{pmatrix} \quad (4-23)$$

Ligne triphasée 2 :

$$\bar{Z}_{2(012)} = \begin{pmatrix} 0.035 + j0.041 \\ 0.035 + j0.041 \\ 0.164 + j0.047 \end{pmatrix} \quad (4-24)$$

Lignes monophasées 3, 4, 5, 6 :

$$\bar{Z}_{3,4,5,6(012)} = \begin{pmatrix} 0.2572 + j0.038 \\ 0.2572 + j0.038 \\ 0.2572 + j0.038 \end{pmatrix} \quad (4-25)$$

Identification du sens de la puissance :

Ce processus permet de trouver le sens de la puissance des nœuds extrémités vers le poste source (figure 4.14, flèche rouge) et le sens inverse de calcul des chutes de tension ainsi des tensions aux nœuds (figure 4.14, flèche verte)

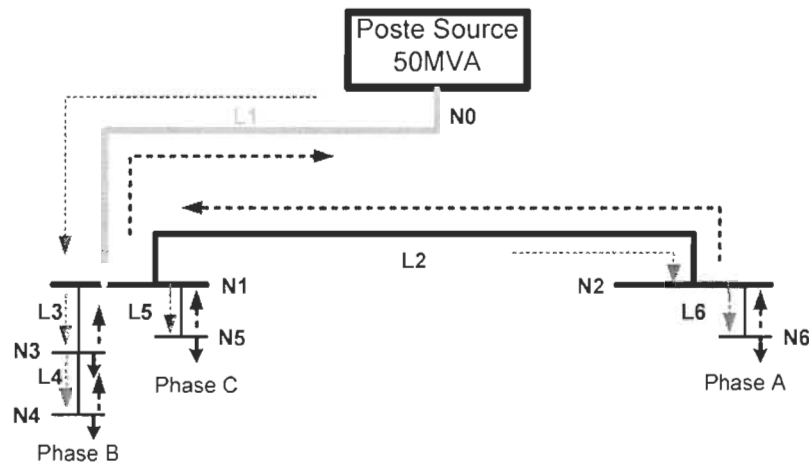


Figure 4.14. Identification du sens de la puissance du réseau simple

Nous présentons ci-dessous les étapes de calcul de la première itération :

Étape 1

Cette étape permet de calculer tous les courants injectés aux nœuds en valeur des phases et en valeurs symétriques. Supposons que les puissances à chaque charge sont pareilles et la tension à chaque nœud est égale à la tension nominale dans cette première itération, les courants injectés aux nœuds sont calculés :

$$\bar{I}_{3(012)} = \bar{I}_{4(012)} = \frac{\bar{S}_4^*}{\bar{V}_{4(012)}^*} = \frac{49000 - j9800}{18779} = \begin{pmatrix} 0 \\ 2.609 - j0.521 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4-26)$$

$$\bar{I}_{5(012)} = \frac{\bar{S}_5^*}{\bar{V}_{5(012)}^*} = \frac{49000 - j9800}{18779} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 2.609 - j0.521 \end{pmatrix} \quad (4-27)$$

$$\bar{I}_{6(012)} = \frac{\bar{S}_6^*}{\bar{V}_{6(012)}^*} = \frac{49000 - j9800}{18779} = \begin{pmatrix} 2.609 - j0.521 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4-28)$$

En utilisant la matrice de transfert F, nous pouvons transférer les valeurs des phases aux valeurs symétriques :

$$F = \frac{1}{3} * \begin{pmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \quad (4-29)$$

$$\begin{aligned} \bar{I}_{3(012)} &= F * \bar{I}_{3(abc)} = \bar{I}_{4(012)} = F * \bar{I}_{4(abc)} = \bar{I}_{5(012)} = F * \bar{I}_{5(abc)} \\ &= \bar{I}_{6(012)} = F * \bar{I}_{6(abc)} = \bar{I}_{(012)} = \begin{pmatrix} 2.609 - j0.521 \\ 2.609 - j0.521 \\ 2.609 - j0.521 \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (4-30)$$

Étape 2

En se basant sur l'identification du sens de la puissance, nous pouvons déterminer les courants en valeur symétrique circulant dans les lignes du réseau :

$$\bar{I}_{L2(012)} = \bar{I}_{L6(012)} = \bar{I}_{6(012)} = \bar{I}_{(012)} ; \quad (4-31)$$

$$\bar{I}_{L5(012)} = \bar{I}_{5(012)} = \bar{I}_{(012)} ; \quad (4-32)$$

$$\bar{I}_{L3(012)} = \bar{I}_{4(012)} + \bar{I}_{3(012)} = 2 * I_{(012)}; \quad (4-33)$$

$$\bar{I}_{L1(012)} = \bar{I}_{L3(012)} + \bar{I}_{L2(012)} + \bar{I}_{L5(012)} = 4 * \bar{I}_{(012)}; \quad (4-34)$$

Étape 3

Connaissant les courants circulant dans les lignes, nous calculons maintenant les chutes de tension dans les lignes et les tensions de phase et symétrique à chaque nœud pour cette première itération :

- Calcul \bar{V}_1

$$\Delta \bar{V}_{L1(012)} = \bar{I}_{L1(012)} * \bar{Z}_{1(012)} = \begin{pmatrix} 4.0678 - j40.44 \\ 4.0678 - j40.44 \\ 16.44 - j133.86 \end{pmatrix} \quad (4-35)$$

$$\Delta \bar{V}_{L1(abc)} = F_{inv} * \Delta \bar{V}_{L1(012)} = \begin{pmatrix} 8.191 - j71.579 \\ 4.124 - j31.14 \\ 4.124 - j31.14 \end{pmatrix} \quad (4-36)$$

$$\bar{V}_{1(abc)} = \bar{V}_{0(abc)} - \Delta \bar{V}_{L1(abc)} = \begin{pmatrix} 18771 + j71.579 \\ 18775 + j31.14 \\ 18775 + j31.14 \end{pmatrix} \quad (4-37)$$

- Calcul \bar{V}_2

$$\Delta \bar{V}_{L2(012)} = \bar{I}_{L2(012)} * \bar{Z}_{2(012)} = \begin{pmatrix} 0.0699 - j0.1252 \\ 0.0699 - j0.1252 \\ 0.403 - j0.208 \end{pmatrix} \quad (4-38)$$

$$\Delta \bar{V}_{L2(abc)} = F_{inv} * \Delta \bar{V}_{L2(012)} = \begin{pmatrix} 0.1811 - j0.1529 \\ 0.1112 - j0.0277 \\ 0.1112 - j0.0277 \end{pmatrix} \quad (4-39)$$

$$\bar{V}_{2(abc)} = \bar{V}_{1(abc)} - \Delta \bar{V}_{L2(abc)} = \begin{pmatrix} 18770 + j71.3 \\ 18775 + j31.1 \\ 18775 + j31.1 \end{pmatrix} \quad (4-40)$$

- Calcul \bar{V}_3

$$\Delta \bar{V}_{L3(012)} = \bar{I}_{L3(012)} * \bar{Z}_{3(012)} = \begin{pmatrix} 1.302 - j0.466 \\ 1.302 - j0.466 \\ 1.302 - j0.466 \end{pmatrix} \quad (4-41)$$

$$\Delta \bar{V}_{L3(abc)} = F_{inv} * \Delta \bar{V}_{L3(012)} = \begin{pmatrix} 0 \\ 1.302 - j0.466 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4-42)$$

$$\bar{V}_{3(b)} = \bar{V}_{2(b)} - \Delta \bar{V}_{L3(b)} = 18774 + j31.56i \quad (4-43)$$

- Calcul $\bar{V}_4, \bar{V}_5, \bar{V}_6$

Ainsi de suite, nous appliquons le même processus pour les calculs des autres tensions aux nœuds du réseau. Une fois que toutes les tensions aux nœuds sont déterminées, la première itération est finie, nous utilisons les valeurs de tension et de courant calculées dans cette itération pour les calculs dans la prochaine itération.

Le système converge après deux processus itératifs avec le seuil de convergence $\epsilon = 10^{-6}$.

4.3.5 Validation de la méthode avec le réseau d'application

Afin de valider la méthode proposée, nous comparons les résultats des courants circulant dans les lignes triphasées (figure 4.15) et monophasées (figure 4.16, 4.17) du réseau d'application obtenus par les logiciels industriels ETAP, EMTP et ceux de la méthode développée.

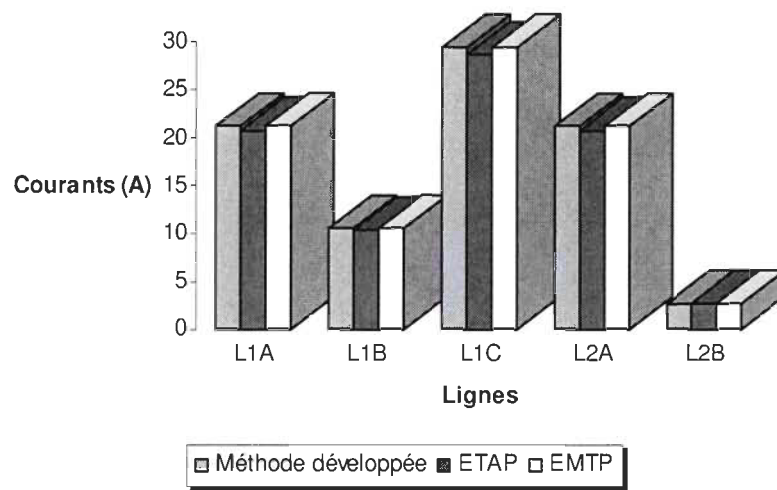


Figure 4.15. Courants circulant dans les lignes triphasées (L1-L2)

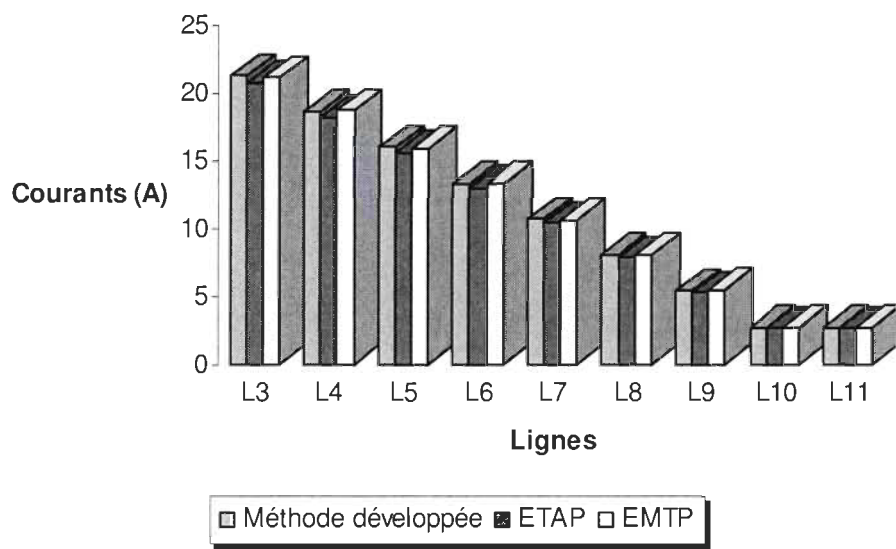


Figure 4.16. Courants circulant dans les lignes monophasées (L3-L11)

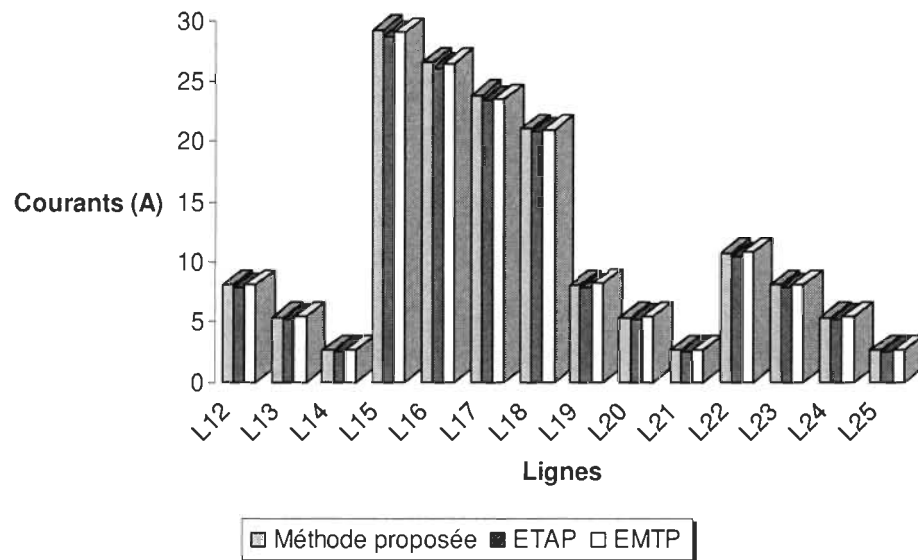


Figure 4.17. Courants circulant dans les lignes monophasées (L12-L25)

Les résultats obtenus par la méthode développée et les logiciels industriels ETAP, EMTP sont tout à fait cohérents. Les erreurs maximales et minimales du courant sont respectivement de 0.92(%) et 1.21(%), celles de la tension sont respectivement de 1.42(%) et 1.19(%). La méthode étant ainsi validée, nous pouvons l'utiliser dans le traitement de déséquilibre ci-après.

4.4 Traitement du déséquilibre de tension en utilisant la méthode proposée

4.4.1 Qualité de l'onde du réseau en présence des PDs

La présence des productions décentralisées monophasées sur le réseau, ainsi que leur répartition aléatoire sur les 3 phases, entraîne de la variation de tension et des déséquilibres de courants, résultant en des déséquilibres de tension. Ces déséquilibres comportent une composante inverse qui est néfaste pour les équipements du réseau surtout pour les machines triphasées connectées au réseau. Cette composante génère un couple inverse ou

de freinage qui diminue la puissance disponible à la sortie de la machine, accélérant le vieillissement et pouvant augmenter le risque de dommage mécanique [57].

Afin de qualifier le niveau de déséquilibre, nous avons utilisé une quantité dite le taux de déséquilibre. Elle est définie par le rapport entre la composante inverse et la composante directe :

$$I_i(\%) = \frac{I_2}{I_1} * 100(\%) \quad (4-23)$$

Où :

$I_i(\%)$: taux de déséquilibre du courant

I_2 : composante inverse du courant

I_1 : composante directe du courant

$$V_i(\%) = \frac{V_2}{V_1} * 100(\%) \quad (4-24)$$

Où :

$V_i(\%)$: taux de déséquilibre de la tension

V_2 : composante inverse de la tension

V_1 : composante directe de la tension

La méthode proposée, base sur la technique d'identification du sens de la puissance et la technique de réduction de l'ordre d'impédance, est utilisée pour déterminer la variation

de la tension et les déséquilibres de courants et de tensions dans le réseau triphasé électrique induits par l'intégration des productions décentralisées monophasées.

4.4.2 Études paramétriques : variation de puissance et de position géographique des productions décentralisées

Afin d'analyser l'influence de l'intégration des PDs monophasées sur la qualité de la tension du réseau triphasé, nous avons fait une étude paramétrique en variant la puissance et la position géographique des PDs. Les figures 4.18 et 4.19 présentent respectivement la variation de la tension du réseau en fonction de la position et de la puissance des PDs. Nous trouvons que la tension du réseau est peu influencée par la position des PDs lorsque leurs puissances sont moins importantes, elle reste toujours dans la limite autorisée (figure 4.18). Cependant, cette tension devient significative avec l'augmentation de la puissance des PDs. Elle dépasse la limite supérieure (figure 4.19) lorsque la puissance des PDs atteint la valeur de 7.5 MVA (soit 15 % de la puissance totale du réseau). De plus, le taux de déséquilibre de tension $V_i(\%)$ du réseau triphasé en fonction de la puissance des PDs est montré également à la figure 4.20.

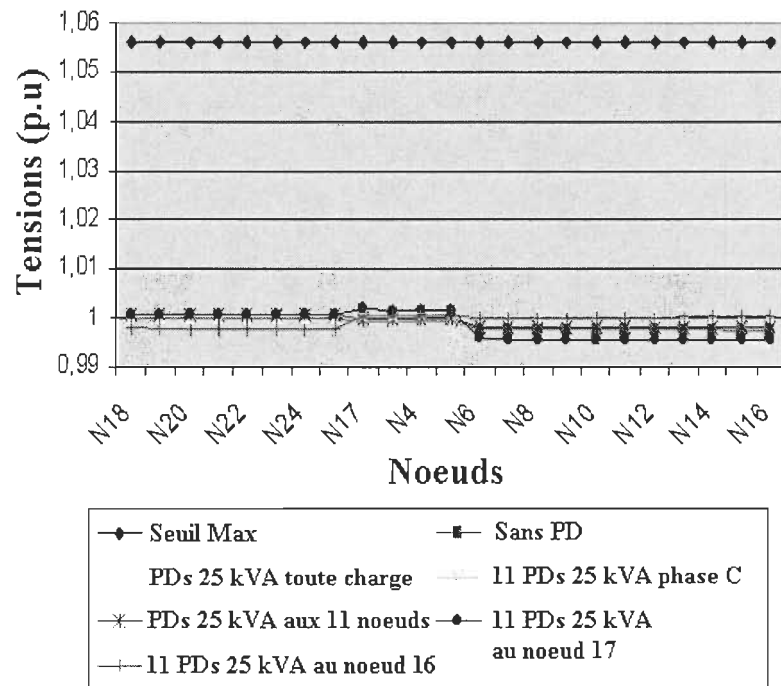


Figure 4.18. Variation de la tension en fonction de la position des PDs

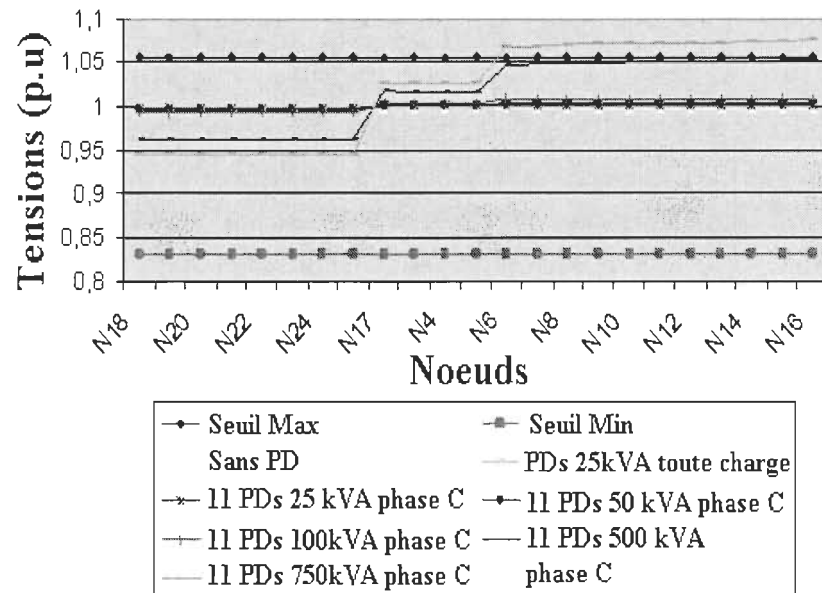


Figure 4.19. Variation de la tension en fonction de la puissance des PDs

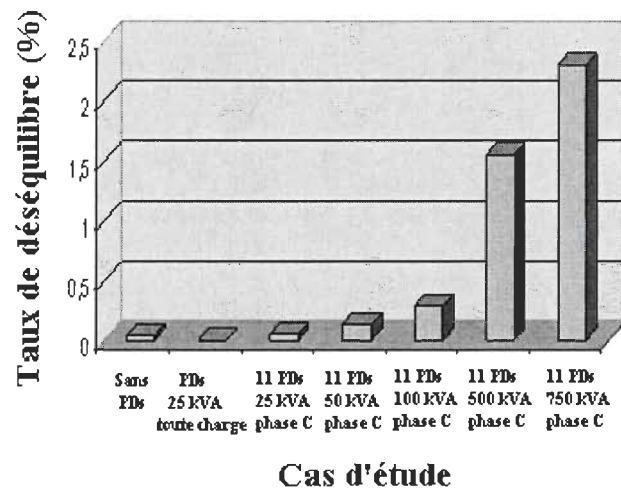


Figure 4.20. Taux de déséquilibre de tension en fonction de la puissance des PDs

Ce taux de déséquilibre de tension du réseau dépasse le seuil de 2 (%) (d'après la norme de Hydro-Québec [48]) lorsque 11 PDs de puissance 750 kVA sont connectées à la phase C du réseau.

4.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons, tout d'abord, présenté la problématique de l'écoulement de puissance et les méthodes de calcul existantes. Il s'agit de deux familles de méthode :

- Méthode matricielle (Newton-Raphson, Gauss-Seidel, etc.) ;
- Méthode basée sur la configuration du réseau (division des couches, etc.).

Ensuite, une nouvelle méthode pour calculer l'écoulement de puissance et traiter les déséquilibres fut proposée. Cette méthode se classe dans la famille des méthodes de configuration du réseau et elle est basée sur les deux techniques : (i) technique de réduction de l'ordre d'impédance du réseau, (ii) technique d'identification du sens de la puissance. L'étude analytique et la modélisation ont été aussi présentées. Les résultats obtenus sont

cohérents avec ceux obtenus par les logiciels industriels (EMTP et ETAP). Les erreurs maximales du courant et de la tension sont respectivement de 1.21 (%) et 1.42 (%). En outre, la méthode est plus simple à modéliser dans le cas d'intégration de PD (en variant les puissances absorbées et injectées dans le fichier de donnée) et le nombre de processus itératifs est égal à deux pour le réseau d'application 25 nœuds. Tandis que celui de Gauss-Seidel est trente et de Newton-Raphson est quatre. La méthode proposée fut alors utilisée pour le traitement des déséquilibres de l'intégration d'unités de PD dans un réseau typiquement nord-américain. Les études paramétriques pour analyser l'influence de la puissance et de la position des PDs sur la qualité de l'onde du réseau ont été également faites. Les résultats montrent que la qualité de tension du réseau est peu influencée par la position des PDs de faible puissance. Cependant, l'amplitude et le taux de déséquilibre de la tension du réseau dépassent la limite autorisée quand la puissance des PDs intégrées atteint la valeur de 15% de la puissance totale du réseau. Donc, les réglementations et les gestions optimales du service de système sont indispensables pour maximiser la capacité de pénétration des PDs et aussi minimiser les influences néfastes sur le réseau.

Chapitre 5 - Îlotage et détection de l'îlotage du système mono-source

5.1 Introduction

Nous avons abordé, dans les chapitres précédents, une étude en régime permanent du réseau concernant le calcul d'écoulement de puissance et le traitement des déséquilibres dus à l'intégration des productions décentralisées monophasées. En effet, afin d'améliorer les performances de gestion du réseau, d'accomplir les études complètes du système (études en régime permanent ainsi qu'en régime transitoire) en connectant les PDs, nous présentons, dans ce chapitre et le suivant, une étude en régime transitoire liée à l'interconnexion des PDs sur le réseau électrique. C'est le risque de l'îlotage.

Une production décentralisée, qui se retrouve déconnectée du réseau principal et qui continue à alimenter des charges, forme un îlot avec ses charges. On parle alors d'îlotage [58]-[61].

L'îlotage peut être intentionnel ou non intentionnel. Lors d'une opération de maintenance sur le réseau électrique, la coupure du réseau peut entraîner l'îlotage de productions. Étant donné que la perte du réseau est volontaire, l'îlot est connu et peut être mis hors tension par le personnel intervenant.

L'îlotage non intentionnel, lié à une coupure accidentelle du réseau, est d'un plus grand intérêt. En effet, différents risques en découlent : dégradation des équipements électriques en cas de dérives de tension et de fréquence importantes, problèmes de déphasage entre le réseau et la production décentralisée lors du ré-enclenchement après un défaut, problème de sécurité pour le public et le personnel de maintenance (ligne toujours sous tension). Il est donc primordial de détecter toute situation d'îlotage et de réduire le temps de fonctionnement du système îloté.

5.2 Détection de l'îlotage du système mono-source

De nombreuses techniques ont été proposées dans cette optique. Leur fonctionnement est basé sur les caractéristiques suivantes : fréquence, amplitude ou phase de la tension au point de l'interconnexion (PCC) au réseau de la production décentralisée.

Cette partie présente différentes méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source existant dans la littérature [16]-[22], [58]-[67] qui se regroupent en trois grandes catégories : méthodes passives, méthodes actives et méthodes situées au niveau du réseau. Elle met en évidence leurs principes de détection, leurs avantages ainsi que leurs inconvénients.

5.2.1 Méthodes passives

Les méthodes passives se fondent simplement sur la détection de certains seuils à la sortie de PD quand l'îlotage se produit. Les relais traditionnels de tension «under/over voltage» et de fréquence «under/over frequency» sont généralement utilisés. Ces méthodes possèdent une grande zone de non-détection (NDZ). Cette zone correspond à toutes les situations où la méthode considérée échouera pour la détection de l'îlotage. De

plus, un problème qui se pose toujours est le choix des seuils de déclenchement. En outre, l'efficacité des méthodes passives dépend de la condition de charge. Le cas critique où la puissance de charge est équilibrée par la puissance de PD est un cas particulièrement difficile. Nous présentons ci-dessous certaines méthodes passives représentatives.

a. Taux de variation de la puissance sortie

Principe

Le taux de variation de la puissance de sortie de la PD, ΔP_{PD} , est différent entre le régime normal et le cas de l'îlotage [61]. La puissance instantanée de sortie de la PD est donnée par :

$$P_{PD} = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (5-1)$$

Où : $v_a, v_b, v_c, i_a, i_b, i_c$ sont respectivement les tensions et les courants triphasés mesurés à la sortie de la PD. Le taux de variation de la puissance, ΔP_{PD} , est calculé en mesurant les tensions et les courants à la sortie de la PD.

L'intégrale de ΔP_{PD} est calculée et son résultat est, ensuite, comparé avec le seuil préfixé, K_x . Si la valeur absolue de cette intégrale dépasse ce seuil, l'îlotage est confirmé.

$$\sum_{n=-l_x}^0 (\Delta P_{PD})_n > K_x \quad (5-2)$$

Avantages et inconvénients

La méthode est simple et facile à implanter. Cependant, la NDZ de cette méthode est large, et surtout, l'efficacité de la méthode diminue dans le cas critique où la puissance de la charge est en équilibre avec la puissance de PD. De plus, il est difficile de fixer le seuil

de détection pour certains systèmes d'énergie renouvelable en utilisant les convertisseurs d'électronique de puissance.

b. Taux de variation de la fréquence

Principe

La notion de base de cette méthode est d'utiliser le taux de variation de la fréquence pour la détection de l'îlotage [61]. En fait, ce taux s'écrit :

$$\Delta f / \Delta t = \Delta P_{PD} f / (2HG) \quad (5-3)$$

Où :

ΔP_{PD} : la variation de la puissance de sortie de la PD

f : la fréquence du système

H : la constante d'inertie du système

G : la capacité d'évaluation du système

Le réglage du seuil du relais de détection est fait d'après la fluctuation de fréquence à cause de l'îlotage.

Avantages et inconvénients

Cette méthode est utilisée pour d'autres applications que la détection de l'îlotage. Par exemple, elle peut servir de protection aux équipements électriques pour éviter que la fréquence atteigne des valeurs qui pourraient les endommager. De plus, l'implantation de cette méthode au niveau de l'onduleur ne représente pas un coût très important.

Le principal défaut de cette méthode est la zone de non détection qui est relativement importante.

c. Détection d'harmonique de tension

Principe

La présence de certains harmoniques de tension est utilisée pour la détection de l'îlotage [62]. Nous utilisons, dans une approche de détection, le taux de distorsion harmonique (THD) de la tension de la PD avant et après l'îlotage. Le THD est défini par le rapport entre la valeur efficace du signal sans sa composante fondamentale et la composante continue. Une autre approche de détection mesure la variation de l'harmonique de troisième ordre de la tension de sortie de la PD. Les résultats expérimentaux [63] montrent que l'harmonique d'ordre trois augmente significativement en raison de l'hystérésis magnétique des transformateurs qui restent reliés au système après que l'îlotage apparaît.

Avantages et inconvénients

La méthode de détection des harmoniques de tension promet d'être très performante pour détecter l'îlotage et son efficacité n'est pas affectée dans le cas où plusieurs onduleurs sont connectés en parallèle au réseau. Cependant, comme la plupart des méthodes passives, le réglage du seuil de déclenchement est parfois difficile, surtout, dans des systèmes qui ont des charges non linéaires et haute distorsion.

5.2.2 Méthodes actives

Les méthodes actives de détection de l'îlotage utilisent la capacité des onduleurs pour ajuster le courant, la tension ou la fréquence de sortie afin de perturber le réseau. Et puis, en

surveillant la variation du système, l'îlotage est détecté en se basant sur les indices de changement du réseau. Nous présentons ci-dessous la récapitulation de quelques méthodes actives.

a. Mesure d'impédance

Principe

La technique de mesure d'impédance essaie de détecter le changement de l'impédance de la sortie de l'onduleur de PD qui se produit lorsque le réseau est déconnecté (régime de l'îlotage). Par exemple, quelques normes européennes [64] exigent la détection d'un changement de l'impédance $\Delta Z = 0.5 \text{ ohm}$, qui est considéré comme le seuil pour la détection de l'îlotage. Plusieurs techniques différentes peuvent être utilisées :

- Signal injecté : l'onduleur de la PD injecte un signal au courant de sortie et mesure la tension de sortie. Cette technique est similaire à la méthode passive de détection harmonique, cependant elle a l'avantage qu'elle donne moins de bruit et de distorsion au réseau.
- Charge ajoutée : l'onduleur de la PD peut être connecté à une impédance de charge à travers ses bornes de sortie et on mesure le changement de l'impédance qui se produit. Par exemple, un condensateur peut être inséré à travers la sortie de l'onduleur pour augmenter le courant réactif et le déphasage de la tension de sortie qui est mesurée pour calculer l'impédance de la ligne [65].

Avantages et inconvénients

Le premier avantage de la méthode est qu'elle possède une zone de non-détection quasi nulle pour la détection de l'îlotage du système mono-source. Cependant, l'efficacité de

cette méthode diminue avec l'augmentation du nombre de sources connectées au réseau. Cet inconvénient peut être franchi en synchronisant les perturbations.

b. Technique de décalage de fréquence et de phase

Principe

Cette technique applique la rétroaction positive aux boucles de contrôle qui commandent la phase, la fréquence, ou la puissance réactive de l'onduleur de la PD [66]. Elle fait décaler rapidement la fréquence de l'onduleur au-dessous ou au-dessus du seuil de détection de fréquence fixé dans le cas où le réseau n'est pas présent pour maintenir cette fréquence.

Sans cette rétroaction positive, la fréquence de l'onduleur change en un nouveau point d'opération stable qui est déterminé par la fréquence de résonance de la charge locale quand l'îlotage se produit et le réseau est déconnecté. Ce point d'opération peut être dans la plage limite de fréquence de l'onduleur si la charge est étroitement assortie à la puissance active et réactive de l'onduleur et la fréquence de fonctionnement normale de la charge fait partie des limites de fréquence. Par contre, la rétroaction positive présente une instabilité qui conduit la fréquence de l'onduleur à partir du point résonnant d'opération vers une des limites de fréquence.

Avantages et inconvénients

Cette technique peut être très efficace pour détecter l'îlotage. Elle a typiquement une petite zone de non-détection (NDZ) et est relativement facile à mettre en application dans les commandes de l'onduleur. De plus, si les gains dans la boucle de rétroaction sont choisis d'une façon cohérente, l'interférence entre les onduleurs peut être évitée.

Cependant, cette technique a la plus grande difficulté de détecter l'îlotage lorsque le facteur de qualité de charge Q_f est élevé, puisqu'un circuit résonnant de facteur de qualité Q important force la fréquence d'opération au-dessus de la fréquence de résonance.

c. Technique de décalage de tension

Principe

La technique de décalage de tension applique la rétroaction positive à la boucle de contrôle qui commande le courant ou la puissance active de l'onduleur de la PD [67]. Elle fait décaler rapidement la tension de sortie de l'onduleur au-dessous ou au-dessus du seuil de détection de tension fixé dans le cas où le réseau n'est pas présent pour maintenir la fréquence.

Sans cette rétroaction positive, la tension de sortie de l'onduleur change en un nouveau point d'opération stable qui est déterminé par la résistance de la charge locale quand l'îlotage se produit et le réseau est déconnecté. Ce point d'opération peut être dans la plage limite de fréquence de l'onduleur si la charge est étroitement assortie à la puissance active et réactive de l'onduleur. Par contre, la rétroaction positive présente une instabilité qui conduit la tension de sortie de l'onduleur vers une des limites de tension.

Le contrôleur de courant est représenté sur la figure 5.1 qui possède la rétroaction positive. Donc, si la tension de sortie change, le courant de sortie est changé dans la même direction. Dans le cas de fonctionnement normal, la faible impédance du réseau commande la tension de sortie et réduit le gain efficace de la rétroaction positive de telle sorte que l'onduleur soit stable. Lorsque l'îlotage se produit, le gain efficace de la rétroaction positive dépend de l'impédance de la charge locale qui est beaucoup plus importante que celle du

réseau. Une petite fluctuation dans le courant de sortie de l'onduleur est la cause d'un changement de la tension de sortie qui conduira le courant de sortie à aller plus loin que la fluctuation initiale. Ce courant de sortie provoque encore que le changement de tension de sortie qui sera supérieure ou inférieure à la limite de tension.

Dans la pratique, il est souhaitable de produire des perturbations qui réduisent le courant de sortie et conduisent la tension vers la limite inférieure afin que l'onduleur ne dépasse pas les limites de puissance.

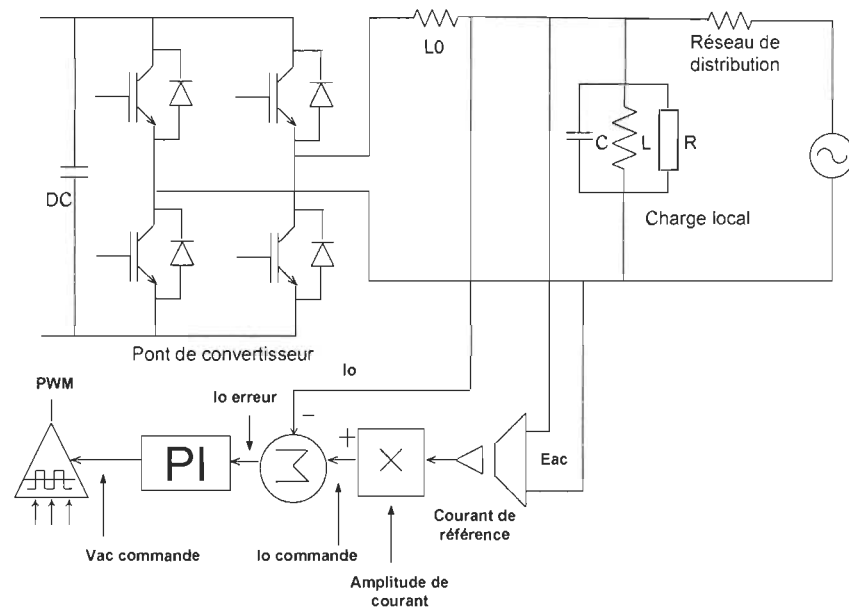


Figure 5.1. Contrôleur de courant avec rétroaction positive

Avantages et inconvénients

Cette méthode est actuellement l'une des méthodes actives les plus efficaces pour détecter les situations d'îlotage [67]. Elle est facile à implanter et elle possède une faible zone de non détection. De plus, si la coordination des gains dans la boucle de rétroaction est choisie d'une façon cohérente entre les onduleurs, l'interférence entre les onduleurs peut

être évitée. Donc, cette méthode demeure efficace lorsque plusieurs onduleurs sont connectés en parallèle à un même nœud.

Par contre, la méthode produit une légère réduction de la qualité de l'onde du courant de sortie de l'onduleur causée par la présence de la rétroaction positive.

5.2.3 Méthodes situées au niveau du réseau

L'îlotage est détecté également en utilisant les signaux de communication. Ces méthodes surmontent la plupart des inconvénients inhérents aux méthodes au niveau de l'onduleur. Nous présentons ci-après les deux principales méthodes dans ce groupe.

a. PLCC (Power Line Carrier Communications)

Principe

Le PLCC désigne une technologie permettant de transmettre des données sur le réseau électrique en réutilisant le câblage électrique existant. Ces signaux électriques contenant les données circulent à une haute fréquence. Des récepteurs de signaux placés sur le réseau électrique, reçoivent, traitent et envoient les données à destination [67]. En appliquant à la détection d'îlotage, la figure 5.2 montre le principe de la technique.

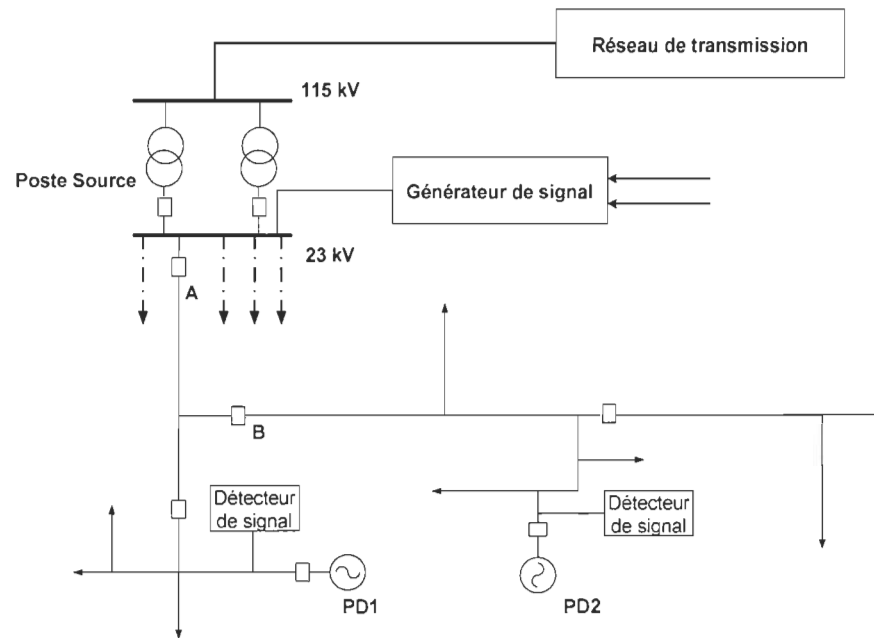


Figure 5.2. Technique PLCC pour la détection de l'îlotage [67]

En effet, le schéma comporte un générateur de signal qui est intégré au côté secondaire du transformateur. Un signal de haute fréquence est transféré le long de la ligne de distribution électrique. À chaque production décentralisée, nous plaçons un détecteur de signal. Dans le cas où ce détecteur ne reçoit aucun signal, l'îlotage est confirmé, il va envoyer un ordre au relais de découplage pour déclencher immédiatement la PD.

Avantages et inconvénients

Cette technique possède une NDZ quasi nulle [67]. Elle permet de détecter exactement l'îlotage dans le cas où il y a plusieurs productions intégrées au réseau et elle n'influence pas la qualité de l'onde et la dégradation du réseau.

Par contre, la méthode possède deux inconvénients majeurs :

- Le coût d'installation est dispendieux à cause de l'équipement de générateur et de détecteur de signal haute fréquence.

- Le signal haute fréquence de la technique PLCC pour la détection de l'îlotage influence sur les autres applications de cette technique.

b. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)

Principe

L'inclusion des onduleurs de la PD dans les systèmes de SCADA est un choix logique pour la détection de l'îlotage [68]. Le réseau a déjà utilisé les équipements de communication pour commander, surveiller l'état de leurs propres systèmes et permettre des réponses rapides aux éventualités. Une fois qu'un onduleur de la PD est installé, le détecteur de tension pourrait être aussi installé dans la partie locale du réseau. Lorsque ce détecteur détecte une tension à un moment où le réseau est déjà déconnecté du système, les alarmes pourraient être déclenchées.

Les infrastructures SCADA sont des infrastructures industrielles surveillées en temps réel par un système d'information spécifique. L'idée générale est celle d'un système de télégestion à grande échelle réparti au niveau des mesures et des commandes. Les systèmes SCADA incluent le matériel, les contrôleurs, l'interface utilisateur, les réseaux, la communication, la base de données et le logiciel de signalisation des entrées-sorties. Il fait essentiellement partie de la branche des technologies de l'instrumentation. Le champ d'application SCADA se reporte habituellement sur un système central contrôlé par des moniteurs et des commandes sur un emplacement complet ou un système étendu sur une longue distance.

Avantages et inconvénients

Le système de SCADA permet de détecter totalement l'îlotage sans effet secondaire si le système est correctement équipé et les liaisons nécessaires sont toutes disponibles. En outre, il pourrait aussi commander partiellement ou entièrement des PDs intégrées au réseau électrique.

Un grand problème concernant le système SCADA est qu'il est trop dispendieux pour la petite application. En outre, il est important de noter que le système SCADA ne s'applique pas au système de basse tension (BT) (côté secondaire du transformateur MT/BT) où les PDs de petites puissances pourraient être connectées.

5.2.4 Récapitulation des méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source

En résumé, nous présentons sur la figure 5.3 les principales méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source présentées dans la littérature.

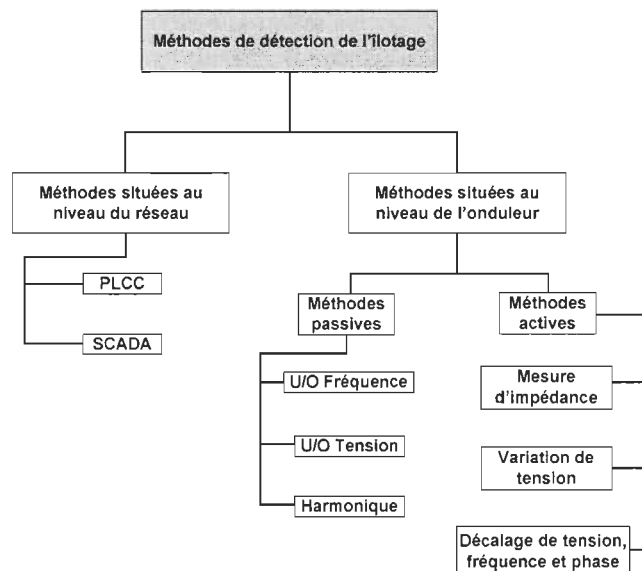


Figure 5.3. Principales méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source

Afin d'avoir une vue globale sur les avantages et les inconvénients des méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source, nous présentons dans le tableau 5-1 la récapitulation des caractéristiques essentielles de ces méthodes.

Tableau 5-1. Récapitulation des caractéristiques essentielles des méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source

	Méthodes passives	Méthodes actives	Méthodes situées au réseau
Principes	Mesure du changement de tension, fréquence ou harmonique	Création de perturbations par les onduleurs de PDs	Utilisation des équipements de télécommunication
Temps de détection	Rapide	Assez long	Rapide
Zone non-détection	Large	Petite	Presque nulle
Opération intempestive	Forte	Moyenne	Faible
Influence au réseau	Non	Oui	Non
Coût	Faible	Moyen	Élevé
Niveau d'implantation	Facile	Assez difficile	Difficile
Influencé par le nombre de PDs	Oui	Ça dépend de la méthode choisie	Non

5.3 Technique de corrélation avec le signal perturbé aléatoirement (S-aléatoire) pour la détection de l'îlotage du système mono-source

La technique de corrélation est utilisée pour analyser la similarité entre les signaux. Elle est définie pour les signaux continus et discrets [69], [70]. En appliquant cette technique pour la détection de l'îlotage, nous avons une méthode de détection efficace appartenant aux méthodes actives [71], [72]. Le principe principal de cette méthode est de calculer la corrélation entre le signal injecté à l'onduleur de la PD et le signal mesuré au point de l'interconnexion PCC. Elle possède une petite zone de non détection (NDZ) et la qualité de l'onde du réseau est peu influencée.

La fonction de corrélation ϕ_{xy} entre les deux signaux $x(n)$ et $y(n)$ est mathématiquement écrite :

$$\phi_{xy}(k) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N [x(n+k)y(n)] \quad (5-4)$$

Où les signaux $x(n)$ et $y(n)$ peuvent représenter les valeurs électriques injectées ou mesurées.

5.3.1 Détection de l'îlotage du système mono-source en appliquant la technique de corrélation avec le signal perturbé aléatoirement (S-aléatoire)

La figure 5.4 présente le circuit équivalent de la connexion de la PD au réseau en régime normal de fonctionnement et dans le cas de l'îlotage.

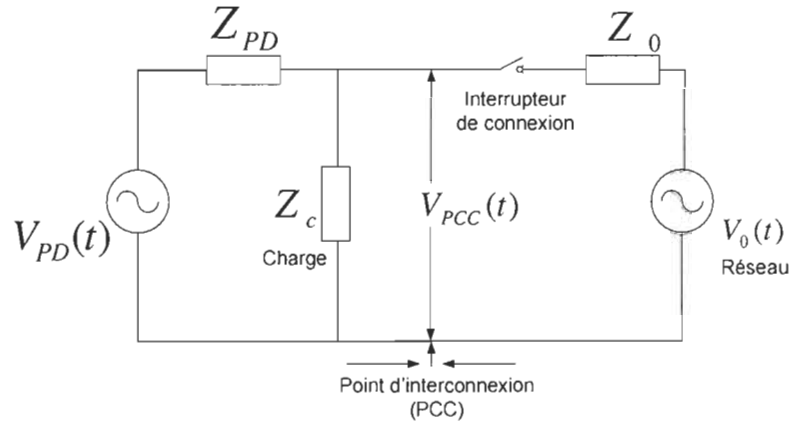


Figure 5.4. Circuit équivalent du régime normal et de l'îlotage du système mono-source

Où $V_{PD}(t)$ et $V_{PCC}(t)$ sont respectivement la tension à l'onduleur de la PD et de la tension au point de connexion PCC.

Soit :

$$V_{PD}(t) = e_{PD}(t) \cos(2\pi ft + \theta_{PD}) \quad (5-5)$$

$$V_{PCC}(t) = e_{PCC}(t) \cos(2\pi ft + \theta_{PCC}) \quad (5-6)$$

$$e_{PD}(t) = e_{PD0} + \Delta V_{PD}(t) \quad (5-7)$$

$$e_{PCC}(t) = e_{PCC0} + \Delta V_{PCC}(t) \quad (5-8)$$

Où :

$V_{PD}(t)$: la tension de sortie de l'onduleur de la PD

$V_{PCC}(t)$: la tension au PCC

$e_{PD}(t)$: l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur de la PD

$e_{PCC}(t)$: l'amplitude de la tension au PCC

θ_{PD} : la phase de la tension de sortie de l'onduleur de la PD

θ_{PCC} : la phase de la tension au PCC

e_{PD0} : le terme stable de l'amplitude de la tension sortie de l'onduleur de la PD

ΔV_{PD} : le terme de perturbation de l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur de la PD

e_{PCC0} : le terme stable de l'amplitude de la tension au PCC

ΔV_{PCC} : la perturbation de l'amplitude de la tension au PCC

Les termes stables sont définis par '0' et les termes de perturbation par Δ .

Dans cette méthode, la fréquence f est celle du réseau et $\Delta V_{PD}(t)$ est une perturbation aléatoire. La fonction de corrélation ($\phi(\tau)$) entre $\Delta V_{PD}(t)$ et $\Delta V_{PCC}(t)$ est définie par :

$$\phi(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta V_{PCC}(t + \tau) \Delta V_{PD}(t) dt \quad (5-9)$$

Où T est le temps de calcul de la corrélation. En régime normal, $e_{PCC}(t)$ est dominé par $e_o(t)$, donc $\Delta V_{PD}(t)$ et $\Delta V_{PCC}(t)$ ont moins de corrélation et $\phi(\tau)$ n'est pas importante. Par contre, en régime de l'îlotage, $\Delta V_{PD}(t)$ et $\Delta V_{PCC}(t)$ ont une corrélation importante et $\phi(\tau)$ est remarquable. Donc, l'îlotage peut être détecté par la mesure de la valeur d'amplitude de $\phi(\tau)$.

Pour obtenir une perturbation aléatoire de la tension $\Delta V_{PD}(t)$, un signal S-aléatoire est ajouté à l'amplitude de la tension de sortie de l'onduleur. La forme d'onde de S-aléatoire

($\Delta V_{PD}(t)$) et de la tension de sortie de l'onduleur de PD ($V_{PD}(t)$) sont présentées sur les figures 5.5 et 5.6.

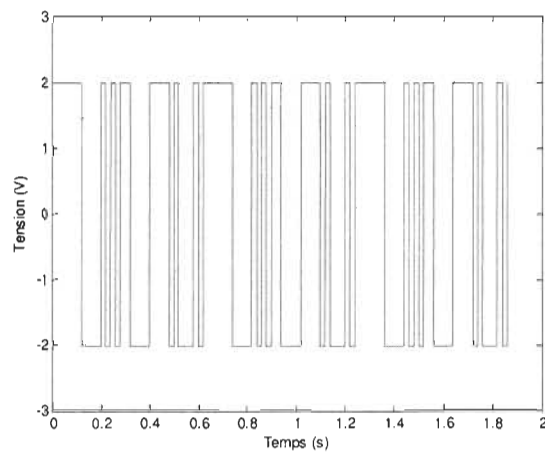


Figure 5.5. Forme d'onde du signal S-aléatoire

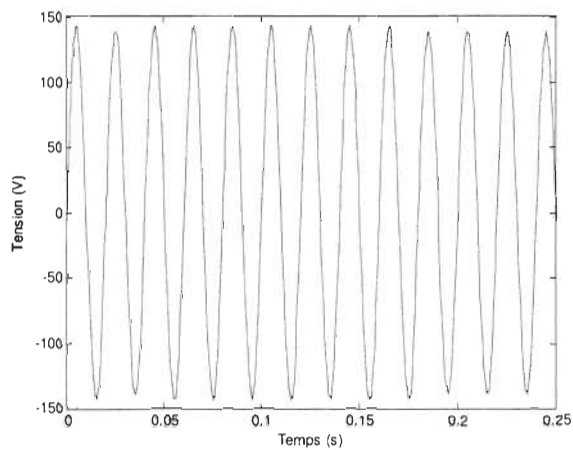


Figure 5.6. Forme d'onde de la tension de sortie de l'onduleur

5.3.2 Modèle et résultats de simulation

Nous avons monté un modèle avec Matlab Simulink/SimPowerSystems pour simuler la technique de corrélation avec le signal de perturbation aléatoire S-aléatoire dans le cas de fonctionnement normal et dans le cas de l'îlotage. Ce modèle est construit par deux blocs :

un bloc de puissance et un bloc de commande. Le bloc de puissance est présenté par le schéma équivalent (figure 5.4). Ses paramètres électriques du cas critique (le cas le plus difficile de détection de l'îlotage où la puissance de la charge est égale à la puissance de la PD) sont présentés dans le tableau 5-2.

Tableau 5-2. Paramètres électriques du modèle de simulation dans le cas critique

Impédance de l'onduleur	$Z_{PD}[\Omega]$	$0.4 + j\omega_0 0.6 * 10^{-3}$
Impédance de la charge	$Z_C[\Omega]$	$9.58 + j\omega_0 14.36 * 10^{-3}$
Impédance du réseau	$Z_0[\Omega]$	$0.044 + j\omega_0 0.049 * 10^{-3}$
Tension du réseau	$V_0(t)[V]$	$120\sqrt{2} \cos \omega_0(t)$
Tension de sortie de l'onduleur	$V_{PD}(t)[V]$	$125\sqrt{2} \cos \omega_0(t + \theta)$
Pulsation	$\omega_0[rad / sec]$	120π

La figure 5.7 montre les processus de commande du modèle de simulation. En fait, un signal S perturbé aléatoirement ($\Delta V_{PD}(t)$) est ajouté à l'amplitude de la tension de la PD. Cette perturbation de la tension de la PD ($\Delta V_{PD}(t)$) crée aussi la perturbation de la tension au PCC ($\Delta V_{PCC}(t)$). En utilisant les équipements de l'électronique de puissance comme le convertisseur et le redresseur, nous pouvons obtenir la valeur d'amplitude de la tension au PCC ($e_{PCC}(t)$) et nous la filtrons ensuite pour avoir la perturbation de cette tension

($\Delta V_{PCC}(t)$). La corrélation des deux signaux perturbés ($\Delta V_{PD}(t)$ et $\Delta V_{PCC}(t)$) est enfin calculée. Cette corrélation est moins importante dans le cas normal car la tension au PCC ($e_{PCC}(t)$) de ce cas est dominée par la tension du réseau et la perturbation de la tension au PCC ($\Delta V_{PCC}(t)$) est quasiment nulle. Par contre, la corrélation devient remarquable dans le régime de l'îlotage car la perturbation de la tension au PCC ($\Delta V_{PCC}(t)$) devient plus importante. Donc, l'îlotage est détecté en se basant sur le coefficient de corrélation obtenu.

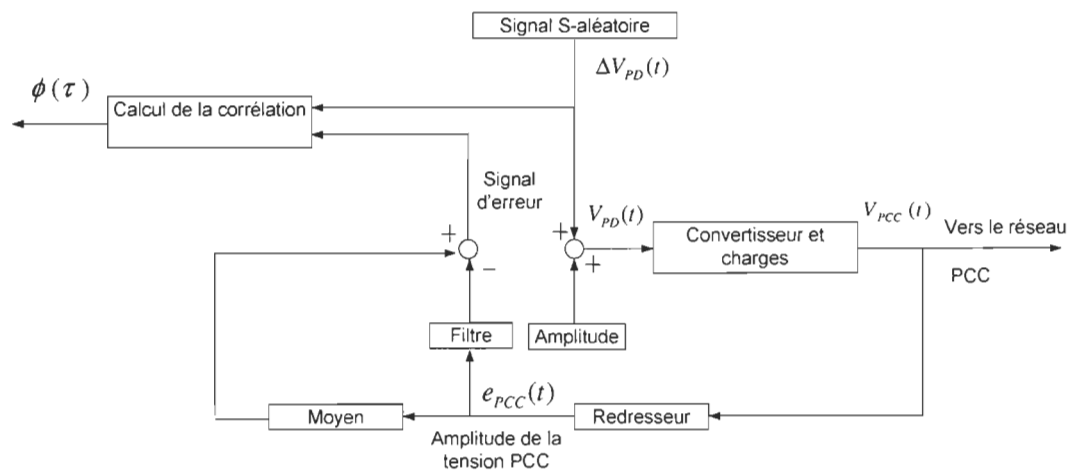


Figure 5.7. Processus de commande du modèle de simulation

Le modèle complet de simulation avec le bloc de puissance et le bloc de commande est illustré par la figure 5.8. En effet, le signal perturbé aléatoirement est simulé par le module «Bernoulli Binary», l'amplitude de la tension au PCC et sa perturbation sont obtenues par les modules dans la librairie de Simulink, le circuit électrique utilise les modules de la boîte à outil SimPowerSystems. L'îlotage apparaît en ouvrant le «Breaker» à 0.5s. La fonction de corrélation ($\phi(\tau)$) dans le cas normal et de l'îlotage entre les deux signaux $\Delta V_{PD}(t)$ et $\Delta V_{PCC}(t)$ est mesurée par le module de corrélation. L'îlotage est détecté selon l'amplitude de $\phi(\tau)$ obtenue.

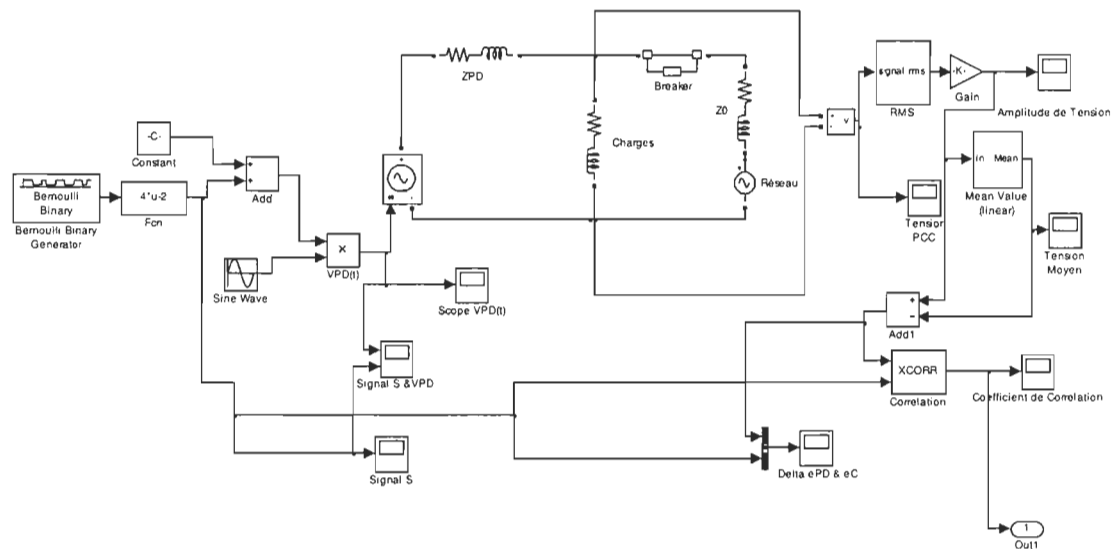


Figure 5.8. Modèle complet de simulation avec Matlab Simulink/SimPowerSystems

Le coefficient de corrélation dans le régime normal et de l'îlotage du cas critique (le cas le plus difficile de détection de l'îlotage où la puissance de la charge est égale à la puissance de la PD) est présenté par la figure 5.9. Dans cette figure, nous trouvons que les amplitudes des coefficients de corrélation du régime de l'îlotage et du régime normal sont différentes. L'îlotage est alors détecté en se basant sur cette différence. De plus, la figure 5.10 montre également le coefficient de corrélation en fonction de la puissance de charge. Nous trouvons que la courbe correspondant au cas de l'îlotage (courbe violette) est toujours supérieure à celle du cas normal (courbe bleue). Le point minimal de cette courbe est équivalent au cas critique où la puissance de la charge est égale à la puissance de la PD.

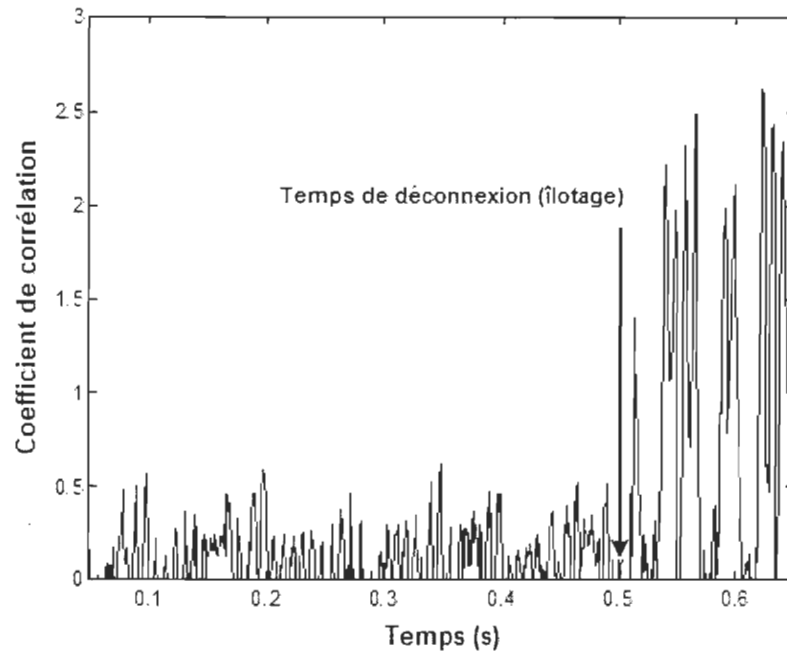


Figure 5.9. Coefficient de corrélation dans le régime normal et de l'îlotage

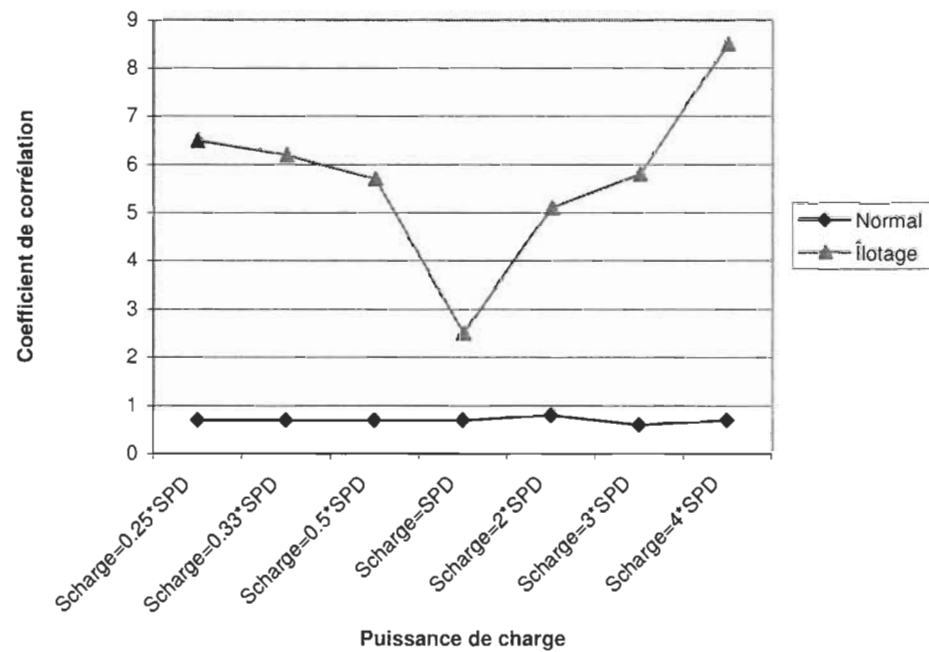


Figure 5.10. Coefficient de corrélation du système mono-source en fonction de la puissance de charge

5.4 Conclusion

Dans ce chapitre, le problème de l'îlotage est abordé. Nous avons également présenté les méthodes de détection de l'îlotage existantes jusqu'à date dans la littérature. Elles se groupent en trois grandes catégories :

- Méthodes passives
- Méthodes actives
- Méthode située au niveau du réseau

Le principe de fonctionnement, les avantages ainsi que les inconvénients de chaque méthode sont aussi mis en évidence.

Une des méthodes actives basée sur la technique de corrélation et le signal de perturbation aléatoire (S-aléatoire) est expliquée analytiquement et modélisée. La boucle de commande est également présentée. Les résultats obtenus montrent que cette méthode détecte bien l'îlotage dans le cas où une seule production décentralisée est connectée au PCC. Le coefficient de corrélation du régime de l'îlotage est plus important que celui du régime normal (figure 5.9 et figure 5.10), même dans le cas critique (le cas le plus difficile à détecter où la puissance de la charge est égale à la puissance de la production décentralisée). Donc, l'îlotage peut être détecté selon le seuil pré-fixé du coefficient de corrélation. En outre, dans le but de vérifier la limite de cette méthode de détection de l'îlotage dans le cas où plusieurs PDs sont connectées en parallèle au réseau, nous avons considéré et modélisé un système multi-source. Ces travaux seront détaillés dans le prochain chapitre.

Chapitre 6 - Détection de l'îlotage du système multi-source

6.1 Introduction

Dans le cas de la connexion de plusieurs productions décentralisées au réseau, la plupart des méthodes de détection de l'îlotage du système mono-source sont inefficaces ou engendrent d'autres problèmes sur le réseau électrique à cause de l'interférence entre les sources. Les phénomènes les plus cités sont : la dilution d'effets de la méthode de détection, la dégradation de la qualité de l'onde électrique et l'instabilité du réseau [20].

La méthode utilisant l'injection du courant de perturbation est inefficace à cause de la compensation entre les courants injectés. Cet inconvénient est surmonté en synchronisant les courants injectés. Cependant, c'est difficile de le faire. Donc, cette méthode pose toujours ce problème technique.

Les méthodes actives utilisant les signaux de rétroaction positive injectée à l'onduleur de la PD modifient aussi la tension, la fréquence et la stabilité du réseau.

6.2 Limite de la technique de corrélation avec le signal perturbé aléatoirement

6.2.1 Problématique et schéma équivalent du système multi-source

Le chapitre précédent montre que la technique de corrélation en combinaison avec le signal perturbé aléatoirement (S-aléatoire) injecté à l'onduleur de la PD détecte bien

l'îlotage dans le cas où une seule PD est connectée au réseau. Le coefficient de corrélation du régime de l'îlotage est plus important que celui du régime normal. En effet, l'îlotage est détecté selon l'amplitude de ce coefficient.

Afin de vérifier si cette technique est influencée, ou pas, par la connexion de plusieurs PDs, nous avons développé un système multi-source (figure 6.1) en supposant que les PDs et les charges sont identiques et ses paramètres électriques sont décrits dans le tableau 5-2, chapitre précédent.

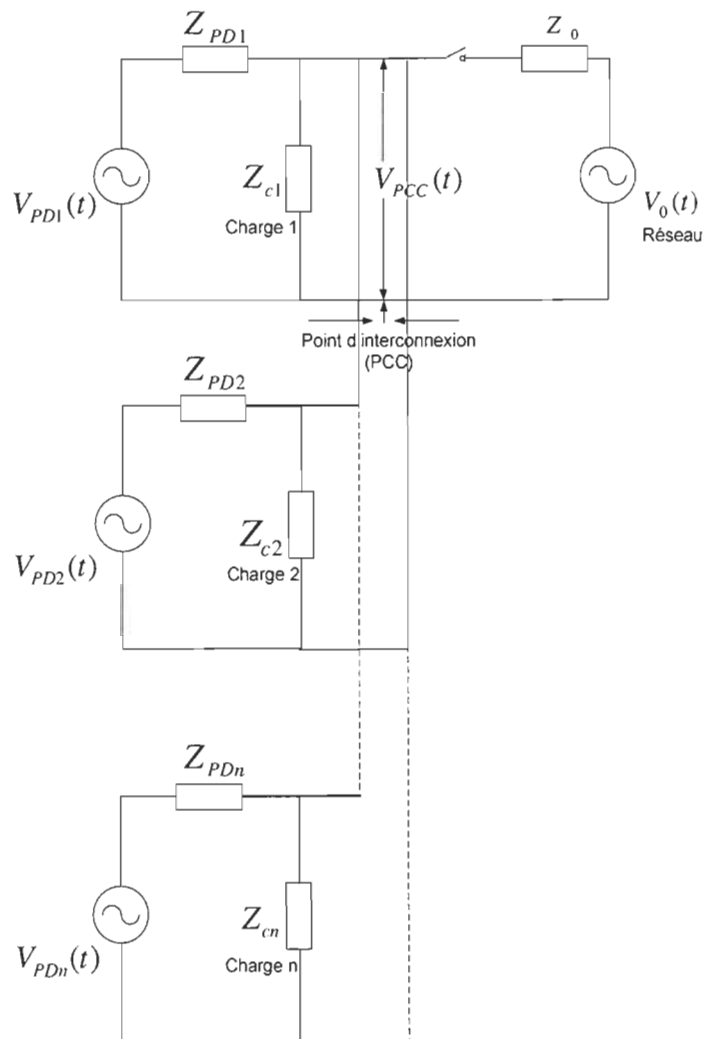


Figure 6.1. Schéma équivalent du système multi-source

6.2.2 Résultats de simulation et limite de la technique avec S-aléatoire

Nous avons déterminé le coefficient de corrélation en fonction de la puissance de charge du système de un, quatre et six PDs (figure 6.2 et tableau 6-1).

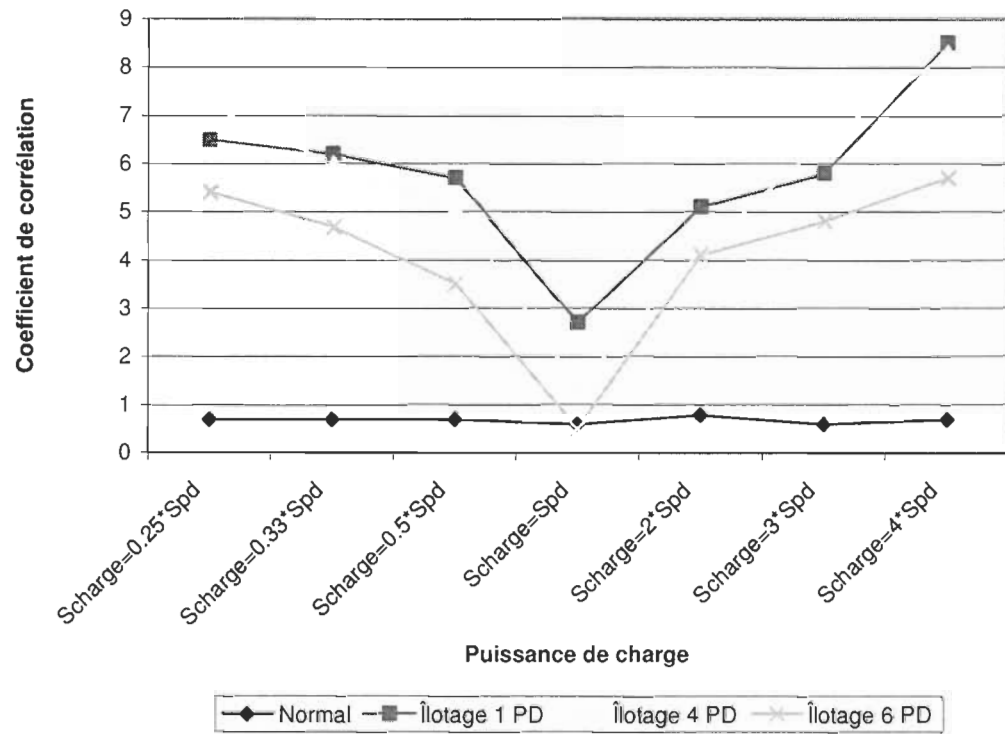


Figure 6.2. Coefficient de corrélation du système multi-source en fonction de la puissance de charge

Les résultats obtenus montrent que les coefficients de corrélation varient en fonction de la puissance de charge. En effet, le point minimal des courbes (figure 6.2) correspond au cas critique où la puissance de la charge est égale à la puissance de la PD. Dans le cas du système de six PDs (courbe verte), ce point minimal se trouve au-dessous de la courbe du régime normal (courbe bleue). Donc, la méthode est mise en défaut, l'îlotage ne pourrait pas être détecté correctement.

Tableau 6-1. Coefficient de corrélation du système multi-source en fonction de puissance de charge

Condition de charge		Impédance de charge $Z_c[\Omega]$	Coefficient de corrélation		
			Un PD	4 PDs	6 PDs
Équilibre ($S_{\text{Charge}}=S_{\text{PD}}, \Delta P=\Delta Q=0$)		$9.58 + j\omega_0 14.36 * 10^{-3}$	2.7	1.4	0.5
Déséquilibre	$S_{\text{Charge}}=4S_{\text{PD}}, (\Delta P>0; \Delta Q>0)$	$2.39 + j\omega_0 3.59 * 10^{-3}$	8.5	8.3	5.7
	$S_{\text{Charge}}=3S_{\text{PD}}, (\Delta P>0; \Delta Q>0)$	$3.19 + j\omega_0 4.78 * 10^{-3}$	5.8	6.5	4.8
	$S_{\text{Charge}}=2S_{\text{PD}}, (\Delta P>0; \Delta Q>0)$	$4.79 + j\omega_0 7.18 * 10^{-3}$	5.1	4.2	4.1
	$S_{\text{Charge}}=0.5S_{\text{PD}}, (\Delta P>0; \Delta Q>0)$	$19.16 + j\omega_0 28.72 * 10^{-3}$	5.7	5.1	3.5
	$S_{\text{Charge}}=0.33S_{\text{PD}}, (\Delta P<0; \Delta Q>0)$	$28.74 + j\omega_0 43.08 * 10^{-3}$	6.2	6	4.7
	$S_{\text{Charge}}=0.25S_{\text{PD}}, (\Delta P<0; \Delta Q>0)$	$38.32 + j\omega_0 57.44 * 10^{-3}$	6.5	7.2	5.4

La figure 6.3 présente les résultats de corrélation en fonction du nombre de la PD intégrée. La fiabilité de la méthode diminue avec l'augmentation du nombre de production. Elle est inefficace à partir du système de six PDs. La figure 6.4 présente le coefficient de

corrélation du système de six PDs où l'amplitude du signal dans le régime normal (colonne bleue) est plus importante que celle dans le régime de l'îlotage (colonne beige).

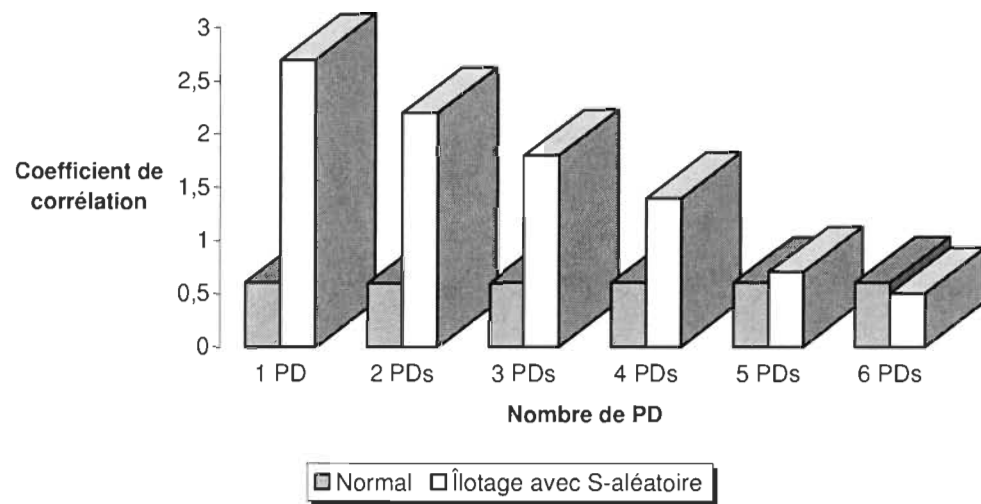


Figure 6.3. Coefficient de corrélation en fonction du nombre de la PD

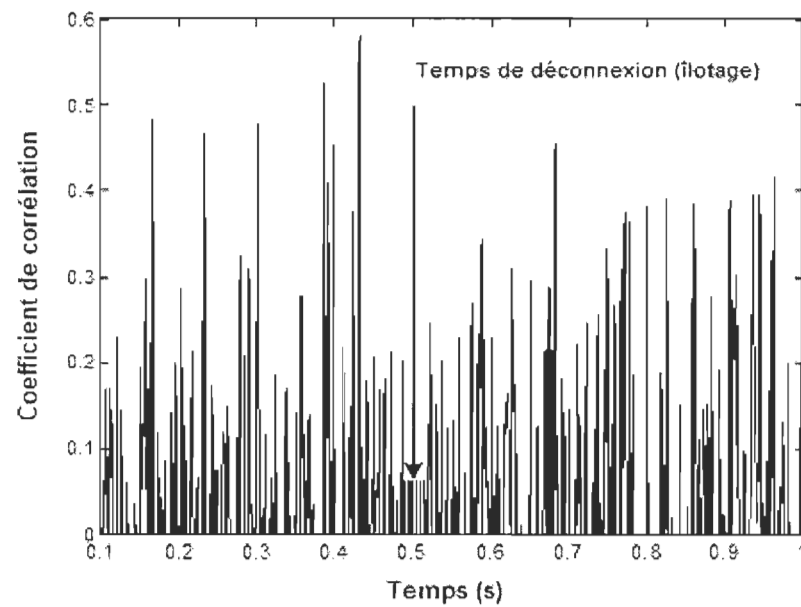


Figure 6.4. Coefficient de corrélation dans le régime normal et de l'îlotage du système de six PDs

Donc, il faut développer une nouvelle méthode robuste pour la détection de l'îlotage du système multi-source qui est peu influencée par l'augmentation du nombre de la PD intégrée. Cette méthode sera détaillée dans le paragraphe 6.3 ci-dessous.

6.3 Méthode proposée basée sur la technique de corrélation avec le signal perturbé programmable

6.3.1 Fondement analytique

a. Système mono-source

Nous considérons, tout d'abord, le système mono-source ayant le schéma équivalent présenté par la figure 5.4 du chapitre précédent. Dans le régime de l'îlotage, le circuit électrique est présenté par la figure 6.5.

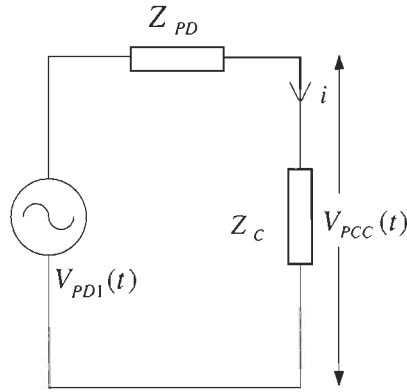


Figure 6.5. Circuit électrique dans le régime de l'îlotage

Nous pouvons calculer la tension au point PCC :

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_{PD1}}{\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C} \quad (6-1)$$

$$\bar{V}_{PCC} = \bar{I} * \bar{Z}_C = \frac{\bar{V}_{PD1}}{\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C} * \bar{Z}_C \Rightarrow \Delta \bar{V}_{PCC} = \frac{\Delta \bar{V}_{PD1} * \bar{Z}_C}{\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C} \quad (6-2)$$

b. Système multi-source

La figure 6.6 ci-dessous présente le schéma équivalent du système 2 sources :

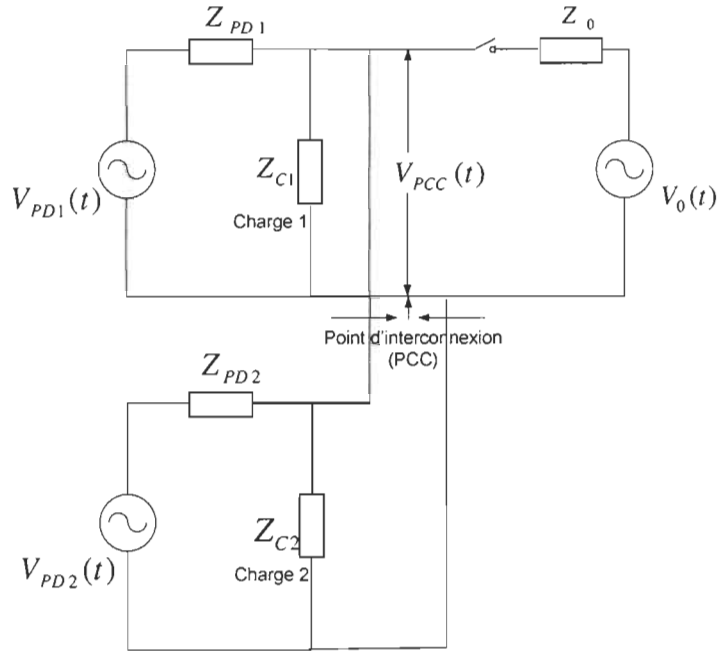


Figure 6.6. Schéma équivalent du système deux PDs

La figure 6.7 présente le circuit électrique du système interconnecté en mode îlotage.

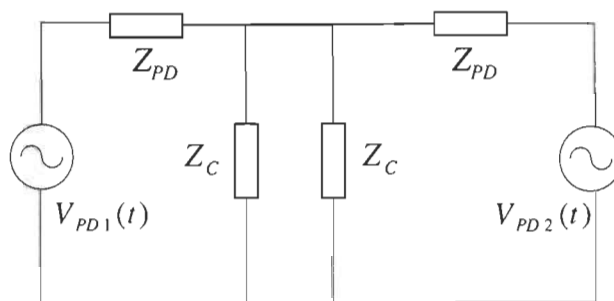


Figure 6.7. Circuit électrique dans le régime de l'îlotage du système deux PDs

Nous pouvons présentement appliquer la théorie de la superposition pour calculer la tension au point PCC.

Étape 1 :

En annulant la source 2, le circuit électrique devient comme la figure 6.8:

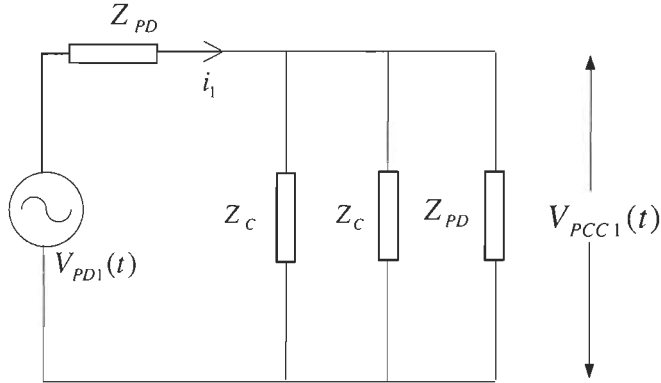


Figure 6.8. Circuit électrique en appliquant la théorie de la superposition

Nous pouvons calculer l'impédance équivalente de trois impédances en parallèle, le courant fourni par la source PD et la tension au point PCC :

$$\frac{1}{\bar{Z}_{\acute{e}q}} = \frac{1}{\bar{Z}_C} + \frac{1}{\bar{Z}_C} + \frac{1}{\bar{Z}_{PD}} = \frac{2}{\bar{Z}_C} + \frac{1}{\bar{Z}_{PD}} = \frac{2\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C}{\bar{Z}_C \bar{Z}_{PD}} \Rightarrow \bar{Z}_{\acute{e}q} = \frac{\bar{Z}_C \bar{Z}_{PD}}{2\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C} \quad (6-3)$$

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_{PD1}}{\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_{\acute{e}q}} \quad (6-4)$$

$$\bar{V}_{PCC1} = \bar{I} * \bar{Z}_{\acute{e}q} = \frac{\bar{V}_{PD1}}{\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_{\acute{e}q}} * \bar{Z}_{\acute{e}q} \quad (6-5)$$

En substituant $\bar{Z}_{\acute{e}q}$ de l'équation (6-3) dans (6-5), nous obtenons \bar{V}_{PCC1} :

$$\bar{V}_{PCC1} = \frac{\bar{V}_{PD1} * \bar{Z}_C}{2(\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C)} \quad (6-6)$$

Étape 2 :

En annulant la source 1, on applique le même processus qu'à l'étape 1, nous obtenons

\bar{V}_{PCC2} :

$$\bar{V}_{PCC2} = \frac{\bar{V}_{PD2} * \bar{Z}_C}{2(\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C)} \quad (6-7)$$

Étape 3 :

En appliquant la théorie de la superposition, la tension au point d'interconnexion PCC peut être écrite comme :

$$\bar{V}_{PCC} = \bar{V}_{PCC1} + \bar{V}_{PCC2} = \frac{(\bar{V}_{PD1} + \bar{V}_{PD2}) * \bar{Z}_C}{2(\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C)} \quad (6-8)$$

$$\Rightarrow \Delta \bar{V}_{PCC} = \frac{(\Delta \bar{V}_{PD1} + \Delta \bar{V}_{PD2}) * \bar{Z}_C}{2(\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C)}$$

Étape 4 :

En généralisant des équations de \bar{V}_{PCC} obtenues pour une et deux productions, nous pouvons déduire la tension au point interconnexion du système multi-source comme suit:

$$\bar{V}_{PCC} = \bar{V}_{PCC1} + \bar{V}_{PCC2} + \dots + \bar{V}_{PCCn} = \frac{(\bar{V}_{PD1} + \bar{V}_{PD2} + \dots + \bar{V}_{PDn}) * \bar{Z}_C}{n(\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C)} \quad (6-9)$$

En séparant la tension de la PD $\bar{V}_{PD} = \bar{e}_{PD0} + \Delta \bar{V}_{PD}$ en une partie fixe \bar{e}_{PD0} et une partie perturbation $\Delta \bar{V}_{PD}$, on pourrait récrire la tension \bar{V}_{PCC} comme :

$$\begin{aligned}
\bar{V}_{PCC} &= \bar{e}_{PCC0} + \Delta \bar{V}_{PCC} \\
&= \frac{(\bar{e}_{PD01} + \bar{e}_{PD02} + \dots + \bar{e}_{PD0n}) * \bar{Z}_C}{n(\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C)} + \frac{(\Delta \bar{V}_{PD1} + \Delta \bar{V}_{PD2} + \dots + \Delta \bar{V}_{PDn}) * \bar{Z}_C}{n(\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C)}
\end{aligned} \tag{6-10}$$

Donc,

$$\bar{e}_{PCC0}(t) = \frac{(\bar{e}_{PD01} + \bar{e}_{PD02} + \dots + \bar{e}_{PD0n}) * \bar{Z}_C}{n(\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C)} \tag{6-11}$$

$$\Delta \bar{V}_{PCC} = \frac{(\Delta \bar{V}_{PD1} + \Delta \bar{V}_{PD2} + \dots + \Delta \bar{V}_{PDn}) * \bar{Z}_C}{n(\bar{Z}_{PD} + \bar{Z}_C)} \tag{6-12}$$

Nous supposons que les signaux de perturbation programmable (S-programmable) ajoutés aux onduleurs sont de même amplitude mais de signes opposés.

$$S\text{-programmable} = |\Delta \bar{V}_{PD}| = |\Delta \bar{V}_{PD1}| = |\Delta \bar{V}_{PD2}| = \dots = |\Delta \bar{V}_{PDn}| \tag{6-13}$$

Les signes des signaux S sont opposés :

$$\Delta V_{PD1} = \Delta V_{PD2} = -\Delta V_{PD3} = \Delta V_{PD4} = \dots = -\Delta V_{PD(n-1)} = \Delta V_{PDn} \tag{6-14}$$

Donc, le coefficient de corrélation total est calculé :

$$\Delta V_{PCC}(t) = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta V_{PDi}(t) * Z_C}{n * (Z_{PD} + Z_C)} \tag{6-15}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi_1(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta V_{PCC}(t + \tau) \cdot \Delta V_{PD1}(t) dt \\ \phi_2(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta V_{PCC}(t + \tau) \cdot \Delta V_{PD2}(t) dt \\ \vdots \\ \phi_n(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta V_{PCC}(t + \tau) \cdot \Delta V_{PDn}(t) dt \end{array} \right. \quad (6-16)$$

$$\phi(\tau)_{total} = \phi_1(\tau) + \phi_2(\tau) + \dots + \phi_n(\tau) = \sum_{i=1}^n \phi_i(\tau) \quad (6-17)$$

Les équations (6-15) et (6-16) donnent $\phi(\tau)_{total}$ du système multi-source. L'amplitude de $\phi(\tau)_{total}$ du système multi-source avec le nombre de source impair est égale à celui du système mono-source et la valeur de ce coefficient du système multi-source avec le nombre de source pair est égale à celle du système de deux sources identiques. Donc, la méthode proposée est moins influencée par l'augmentation du nombre de PD intégré. L'algorithme de calcul proposé est présenté sur la figure 6.9 ci-dessous.

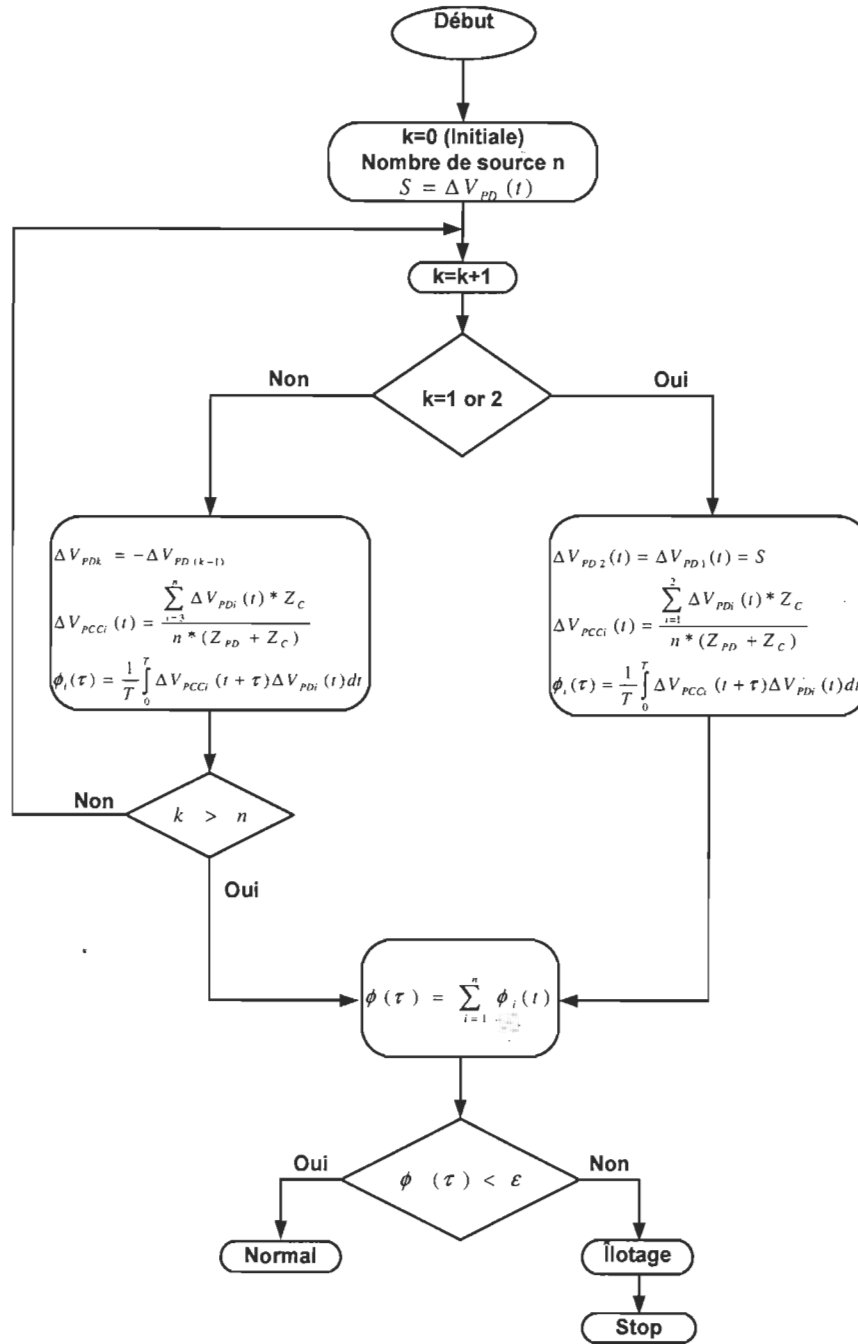


Figure 6.9. Algorithme de calcul proposé pour la détection de l'îlotage du système multi-source

6.3.2 Validation de la méthode

Afin de valider la méthode développée, nous avons simulé un système multi-source (de un à huit PDs) (figure 6.10) avec les signaux de perturbation programmable (S-programmable) ajoutés à chaque onduleur (figure 6.11).

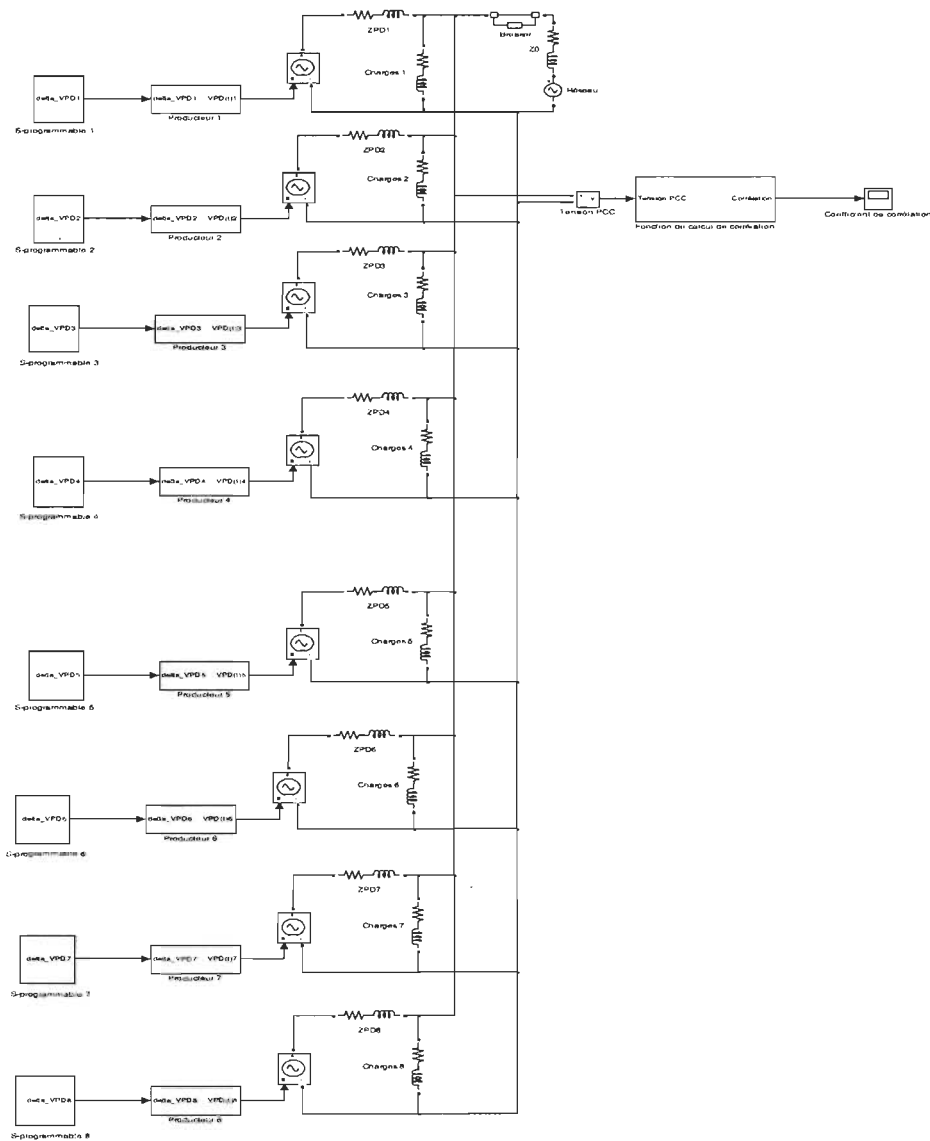


Figure 6.10. Système de simulation multi-source avec S-programmable

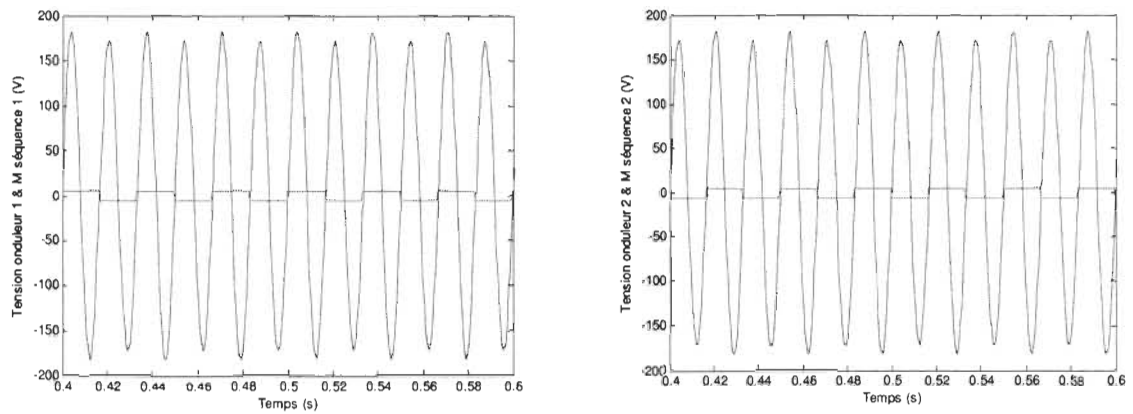


Figure 6.11. Forme d'onde de deux S-programmable opposés

Les figures 6.12 et 6.13 montrent respectivement le coefficient de corrélation du système multi-source avec les nombres pair et impair de sources. Les résultats obtenus montrent clairement la différence des signaux entre le régime normal de fonctionnement et le régime de l'îlotage.

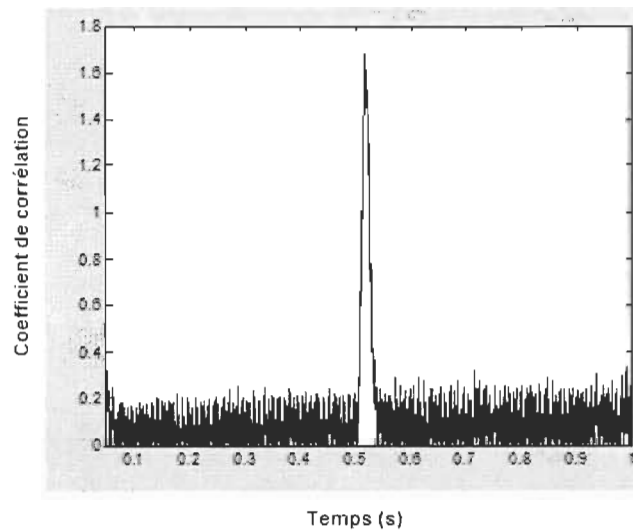


Figure 6.12. Coefficient de corrélation du système multi-source avec le nombre pair de source

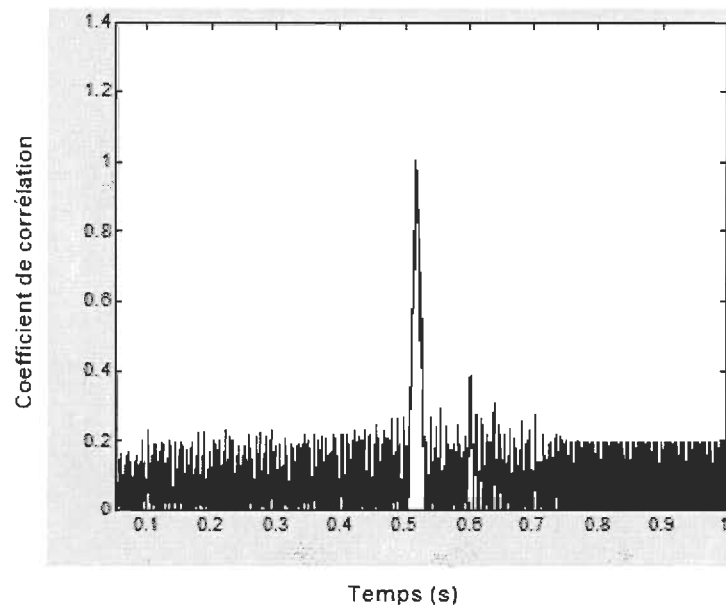


Figure 6.13. Coefficient de corrélation du système multi-source avec le nombre impair de source

La figure 6.14 présente la comparaison du coefficient de corrélation en fonction du nombre de PD entre la méthode proposée avec S-programmable (colonne bleue) et la méthode avec S-aléatoire (colonne beige).

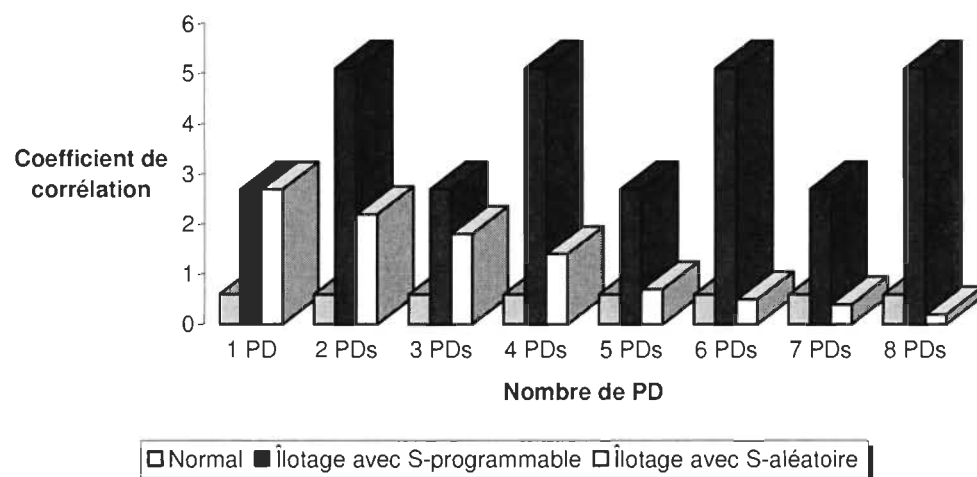


Figure 6.14. Comparaison des méthodes

6.4 Conclusion

La limite de la méthode de détection de l'îlotage basée sur la technique de corrélation et le signal de perturbation aléatoire (S-aléatoire) a été montrée au début du chapitre. Les résultats des études effectuées en fonction de la puissance de charge et du nombre de la PD connectée, montrent que cette méthode fonctionne bien avec le système mono-source. Cependant, son efficacité diminue avec l'augmentation du nombre de la PD connectée. La méthode est mise en défaut à partir d'un système de six PDs.

Afin d'améliorer les performances de la méthode lorsqu'un nombre élevé de PDs sont connectées, nous avons développé une nouvelle méthode basée sur la technique de corrélation avec un signal de perturbation programmable (S-programmable).

Une étude analytique ainsi qu'une modélisation de la méthode proposée ont été présentées. La méthode a été validée avec des systèmes de un à huit PDs. Les coefficients de corrélation obtenus par la méthode développée ont été également comparés avec ceux obtenus par la méthode du signal perturbé aléatoirement. Le coefficient de corrélation en régime de l'îlotage (colonne bleue de la figure 6.14) de la méthode de détection de l'îlotage proposée est moins influencé par l'augmentation du nombre de la PD intégrée. Il est toujours plus élevé que celui en régime normal (colonne verte). Tandis que, celui de la méthode de perturbation aléatoire (colonne beige) a diminué nettement lorsqu'on augmente le nombre de sources intégrées. L'amplitude du signal en régime normal (colonne verte) est plus importante que celle en régime de l'îlotage (colonne beige) à partir du système de six PDs.

Chapitre 7 - Conclusions et recommandations

La production décentralisée, sur la base des énergies renouvelables et d'unités de cogénération est de plus en plus développée à travers plusieurs pays dans le monde. La déréglementation et l'ouverture du marché de l'énergie, les évolutions technologiques et les politiques des états pour promouvoir les énergies renouvelables afin de réduire les émissions de CO₂ ont considérablement encouragé ce type de production.

Le réseau de distribution électrique représente le maillon du système de puissance où l'intégration de la production décentralisée est la plus attendue. Cependant, certaines études récentes montrent que l'interconnexion de productions décentralisées au réseau électrique peut créer de nombreux problèmes techniques car le réseau n'a pas été conçu pour accueillir ce type de production. Donc, il devient important d'évaluer les capacités d'accueil par le réseau de ces unités de production décentralisée.

Dans ce contexte, nous avons présenté, dans cette thèse, les contributions scientifiques concernant le domaine de l'intégration des productions décentralisées au réseau de distribution électrique de type nord-américain. Nos études portent sur les deux régimes de fonctionnement du réseau : régime permanent et régime transitoire.

Les contributions de cette thèse comprennent :

- i) le développement d'une méthode de calcul d'écoulement de puissance, d'étude du déséquilibre de tension basée sur deux nouvelles techniques : une technique de réduction d'ordre de l'impédance du réseau et une technique d'identification du sens de la puissance;
- ii) la proposition d'une méthode de détection de l'îlotage d'un système multi-source basée sur la technique de corrélation et le signal de perturbation programmable.

Afin d'atteindre ces objectifs, nous avons réalisé les travaux suivants :

Dans les deux premiers chapitres, nous avons, tout d'abord, fait une étude de l'état de l'art concernant les deux régimes de fonctionnement du réseau (régime permanent et régime transitoire) en intégrant les productions décentralisées. Ensuite, la problématique, les objectifs, la méthodologie de recherche et les contributions de la thèse ont été également exposés.

Dans le chapitre 3 et le chapitre 4, nous avons traité le régime permanent de fonctionnement du réseau. Tout d'abord, nous avons établi un réseau d'application représentant le réseau de distribution électrique utilisé en Amérique du Nord. Ce réseau est triphasé, son neutre est distribué et mis à la terre régulièrement. Ce réseau d'application a été, ensuite, simulé avec des logiciels industriels (EMTP et ETAP). Les résultats d'écoulement de puissance obtenus par ces deux logiciels sont totalement cohérents, les différences sont faibles (1.78 (%) pour la tension et 2.15 (%) pour le courant). Enfin, une nouvelle méthode pour calculer l'écoulement de puissance et traiter les déséquilibres fut

proposée. Cette méthode est basée sur deux techniques : (i) technique de réduction de l'ordre d'impédance du réseau, (ii) technique d'identification du sens de la puissance. L'étude analytique et la modélisation ont été aussi présentées. Les résultats obtenus par la méthode proposée sont cohérents avec ceux obtenus par les logiciels industriels (EMTP et ETAP). Les erreurs maximales du courant et de la tension sont respectivement de 1.21 (%) et 1.42 (%). La méthode proposée fut alors utilisée pour le traitement des déséquilibres du réseau triphasé électrique dus à l'intégration d'unités de PDs monophasées. Les études paramétriques en variant la puissance et la position des PDs ont été également effectuées. Les résultats montrent que l'amplitude et le taux de déséquilibre de la tension du réseau dépassent les limites autorisées lorsque la puissance des PDs intégrées atteint le pourcentage de 15 (%) de la puissance totale du réseau.

Dans le chapitre 5 et le chapitre 6, un régime transitoire de fonctionnement du réseau a été considéré, c'est la détection de l'îlotage. Nous avons, tout d'abord présenté les méthodes de détection de l'îlotage existantes. Une des méthodes actives se basant sur la technique de corrélation et le signal de perturbation aléatoire (S-aléatoire) est expliquée analytiquement et modélisée. Ensuite, la limite de cette méthode avec l'augmentation du nombre de la PD connectée au réseau a été montrée. Enfin, une nouvelle méthode basée sur la technique de corrélation avec un signal de perturbation programmable (S-programmable) a été proposée. L'étude analytique ainsi que la modélisation de la méthode proposée ont été effectuées. Cette méthode a été validée également avec la méthode dans la littérature.

Les résultats obtenus durant ce travail démontrent la pertinence de travaux de recherche et l'exactitude des méthodes proposées. Les objectifs fixés ont été atteints.

Pour les travaux dans le futur, nous recommandons de réaliser un système centralisé de commande (figure 7.1).

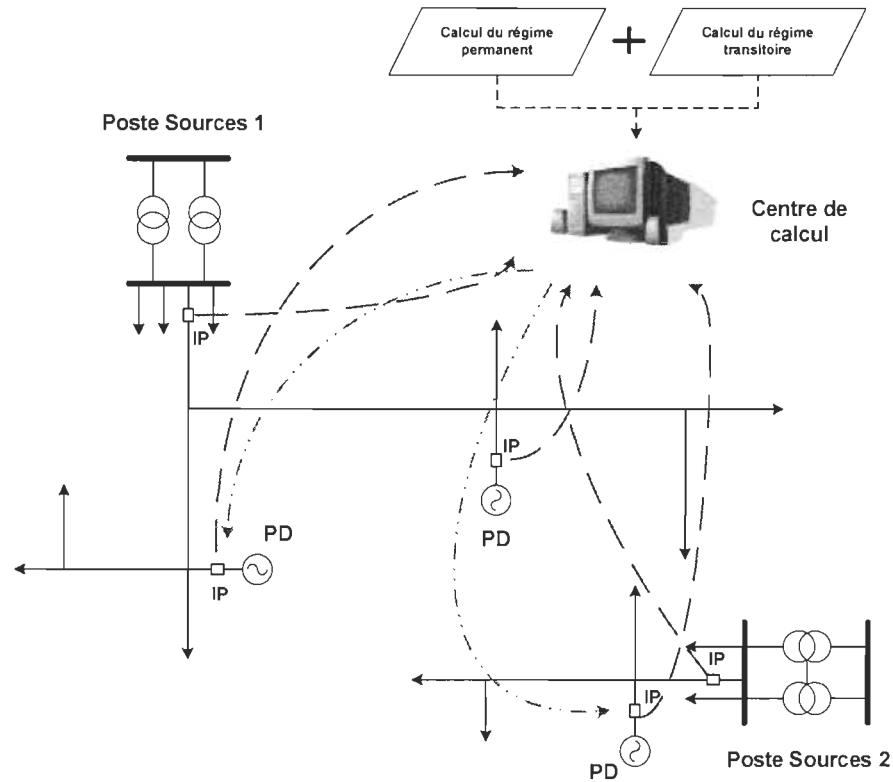


Figure 7.1. Système centralisé de commande

Ce système comprendrait un centre de calcul commun dans lequel serait implanté les algorithmes de calcul d'écoulement de puissance, de traitement du déséquilibre et de détection de l'îlotage proposés, les capteurs. Un signal serait envoyé au centre de calcul lorsqu'une nouvelle PD serait connectée au système. Le centre de calcul permettrait, tout d'abord, d'identifier le nombre de PDs connectées au réseau, ensuite, de calculer le régime permanent et transitoire du réseau et enfin de traiter les informations reçues, de renvoyer les signaux aux relais de déclenchement pour déconnecter les sources si nécessaire. De cette

façon, nous pourrions contrôler totalement l'état du réseau électrique afin d'optimiser la capacité d'intégration des sources de PDs et de minimiser les effets néfastes sur réseau.

Bibliographie

- [1] M. Rabinowitz, «Power systems of the future», *IEEE Power Engineering Review*, part 1: vol 20, issue 1, pp.5-16, Jan 2000; part 2: vol 20, issue 3, pp.10-29, March 2000; part 3: vol 20, issue 5, pp.21-24, May 2000; part 4: vol 20, issue 8, pp.4-9, Aug 2000.
- [2] K. Agbossou, M. Kolhe, J. Hamelin, Tapan K. Bose, «Performance of a stand-alone renewable energy system based on energy storage as hydrogen», *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, pp.633-640, September 2004.
- [3] C. Chompoo-inwai, W. Lee, P. Fuangfoo, M. Williams, J. R. Liao, «System impact study for the interconnection of wind generation and utility system», *IEEE Trans. Industry Applications*, vol 41, pp. 163-168, Jan-Feb 2005.
- [4] J.A. Peças Lopes, «Integration of Dispersed Generation on Distribution Networks-Impact Studies», presented at the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol 1, pp. 323-328, 27-31 Jan 2002.
- [5] M. Dussart, «Problems encountered with connecting decentralized generating plants to the distribution networks», in *Conf. CIRED 97: International Conference on Electricity Distribution*, 2-5 June 1997, Conference Publication No 438.
- [6] M.L. Doumbia and K. Agbossou, «Power transfer analysis in interconnected fuel cell-distribution network», in *Conf CCECE'2005 : Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Saskatoon, Canada, May 1-4, 2005, pp. 615-618.
- [7] A. Bonhomme, D. Cortinas, F. Boulanger, J.L. Fraisse, «A new voltage control system to facilitate the connection of dispersed generation to distribution networks»,

in *Conf. CIRED 2001: International Conference on Electricity Distribution*, 18-21 June 2001, Conference Publication No 482.

- [8] D. Cortinas, P. Juston, «Assessing the impact of dispersed generation on medium voltage networks: analysis methods», in *Conf. PowerTech 1999: International Conference on Electric Power Engineering*, 29 Aug-2 Sept 1999.
- [9] J.G. Sloatweg, W.L. Kling, «Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability», presented at the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol 2, pp. 862-867, 25 July 2002.
- [10] I. Chilvers, N. Jenkins, P. Crossley, «Development of distribution network protection schemes to maximise the connection of distributed generation», in *Conf. CIRED 2003: International Conference on Electricity Distribution*, 12-15 May 2003, Conference Publication No 46.
- [11] C.J. Mozina, «Interconnect protection of Dispersed Generators», in *Conf. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Vol 2, 28 Oct-2 Nov 2001, pp. 709-723.
- [12] M. Crape, *Commande et régulation des réseaux électriques*. Hermes Science, 2003.
- [13] M. Valcarcel, J.G. Mayordomo, «Harmonic power flow for unbalanced systems», *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol 8, No 4, pp. 2052-2059, 1993.
- [14] W.M Lin, J.H Teng, «Three phase unbalanced distribution power flow solutions with minimum data preparation», *IEEE Trans. Power Systems*, Vol.14, No.3, pp. 1178-1183, August 1999.
- [15] R.D. Zimmerman, H.D. Chiang, «Fast decoupled power flow for unbalanced radial distribution systems», *IEEE Trans. Power Systems*, Vol 10, No 4, pp.2045-2052, 1995.
- [16] W. Bower, M. Ropp, «Evaluation of islanding detection methods for Utility-Interactive inverters in Photovoltaic systems», Sandia report, November 2002.

- [17] T. Funabashi, K. Koyanagi, R. Yokoyama, «A review of islanding detection methods for distributed resources», in *Conf. IEEE Bologna PowerTech*, Bologna, Italy, Vol 2, June 23-26, 2003.
- [18] M.A.Redfern, J.I.Barrett, Ö.Usta, «A new microprocessor based islanding protection algorithm for dispersed storage and generation units», *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol.10, No.3, Pages 1249-1254, July 1995.
- [19] Shyh-Jier Huang, Fu-Sheng Pai, «A new approach to islanding detection of Dispersed Generators with self-commutated static power converters», *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol 15, No 2, pages 500-507, April 2000.
- [20] N. Hatziaargyriou «Energy management and control of island power systems with increased penetration from renewable sources» presented at the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol 1, pp. 335-339, 27-31 Jan 2002.
- [21] M. Robitaille, K. Agbossou and M.L. Doumbia, «Modeling of an islanding protection method for a hybrid renewable distributed generator», in *Conf. CCECE'2005 : Electrical and Computer Engineering*, Saskatoon, Canada, May 1-4, 2005, pp. 1485-1489.
- [22] Y. Pankow, «Étude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque», PhD thesis, Centre Nationale de Recherche Technologie de Lille, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 10 Décembre 2004.
- [23] W. Y. Chang, «A correlation factor based islanding detection method for distributed synchronous generators», *WSEAS Trans. Systems*, Vol 7, Issue 11, pp. 1329-1338, November 2008.
- [24] O. Tsukamoto, K. Yamagishi, «Detection of islanding of multiple dispersed photovoltaic power systems», *Solar Energy*, Vol 58, Nos 1-3, pp. 9-15, 1996.
- [25] C. Jeraputra, P.N. Enjeti, «Development of a robust anti-islanding algorithm for utility interconnection of distributed fuel cell powered generation», *IEEE Trans. Power Electronics*, Vol 19, No 5, pp. 1163-1170, September 2004.

- [26] C. Jeraputra, P.N. Enjeti, «An improved anti-islanding algorithm for utility interconnection of multiple distributed fuel cell powered generations», in *Conf. APEC 2005: Applied Power Electronics Conference and Exposition*, 6-10 March 2005, Vol 1, pp. 103-108.
- [27] H. Zeineldin, E.F. El-Saadany, M.M.A. Salama, «Impact of DG interface control on islanding detection and nondetection zones», *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol 21, No 3, pp. 1515-1523, July 2006.
- [28] H. Kobayashi, K. Takigawa, E. Hashimoto, «Islanding prevention method for grid interconnection of multiple PV systems», in *2nd world conference and exhibition on photovoltaic solar energy conversion*, Vienna, 6-10 July 1998.
- [29] Y. Noda, T. Mizuno, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, «The development of a scaled-down simulator for distribution grids and its application for verifying interference behavior among a number of module integrated converters (MIC)», in *Conf. Photovoltaic Specialists 2005*, 19-24 May 2005, pp. 1545-1548.
- [30] R. Palma-Behnke, L.S. Vargas, A. Jofre, «A distribution company energy acquisition market model with integration of distributed generation and load curtailment options», *IEEE Trans. Power Systems*, Vol 20, pp. 1718-1727, November 2005.
- [31] L. Gertmar, P. Karlsson, O. Samuelsson, «On DC injection to AC grids from distributed generation», in *Conf. Power electronics and applications*, Dresden, 2005.
- [32] J.J.Grainger, W.D.Stevenson, Jr, *Power system analysis*. McGrawHill Book Company, 1994.
- [33] J. Carr, *North American and european distribution systems compared*. Power Technology International, Spring 1996.
- [34] Amadou Oury BA, Roger BERGERON, André LAPERRIÈRE «Source impedances of the Canadian distribution systems» presented at IEE 14th International Conference and Exhibition, June 1997.
- [35] B. Bozoki, «Line protection design trends in the USA and Canada», *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol 3, No 4, pp. 1530-1535, October 1988.

- [36] S. Lefebvre, L. Dessaint, B. Dubé, H. Nakra, A. Pérocheau «Simulator study of a vertical axis wind turbine generator connected to a small hydro network», *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol PAS-104, No 5, pp. 1095-1101, May 1985.
- [37] T. Tran, «Wind energy-Regulation and improvement of the performances», Schneider Electric, Feb 2001.
- [38] B. Cook, «Introduction to fuel cells and hydrogen technology», *IEEE Engineering Science and Education Journal*, Vol 11, pp. 205-216, Dec 2002.
- [39] S. Martino, *Characteristics of the production*, Électricité de France (EDF), June 2001.
- [40] H.L. Willis. W.G. Scott, *Distributed power generation. Planning and evaluation*. Marcel Dekker, 2000.
- [41] P. Sanchis, J. Lopez, A. Ursua, L. Marroyo, «Electronic controlled device for the analysis and design of photovoltaic systems», *IEEE Power Electronics Letters*, Vol 3, pp. 57-62, June 2005.
- [42] D. Leroux, *Caractéristiques électriques des éléments d'un réseau de transport*, École Polytechnique de Montréal, Canada, 2005.
- [43] T. Gönen, *Electric power distribution system engineering*. Mc Graw-Hill Book Company, New York 1986.
- [44] *Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada : Causes and recommendations*, US-Canada Power system outage task force, Apr 2004.
- [45] T. Wildi, *Electrotechnique*. Les presses de l'Université Laval, Troisième édition, 1999.
- [46] *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, IEEE Standard 1547, 2003.
- [47] *Canadian Standards Association General Use Power Supplies*, CSA C22.2 No.107.1-01, 2001.

- [48] *Exigences relatives au raccordement des centrales privées au réseau de distribution MT d'Hydro-Québec*, Norme Hydro-Québec, E.12-01, Feb 1995.
- [49] K. V. D. Tran, «Production décentralisée dans les réseaux Nord Américains- Modélisation et étude d'impacts», M.Sc.A thesis, Laboratoire d'électrotechnique de Grenoble, INPG, France, 2003.
- [50] F. Bar, S. Robson, A. Perez, J. D. Dios, «A report on electric power distribution in the US», The national power grid, 24 avril 2001.
- [51] V. R. Kanduri, «Distributed generation impact on fault response of a distribution network», M.S thesis, Department of electrical and computer engineering, Mississippi State University, 12/2004.
- [52] *Southwire's cable catalog*, Southwire Company, Carrollton, GA, 2003.
- [53] J. Arrillaga, C. P. Arnold, *Computer analysis of power systems*. John Wiley & Sons, December 1990.
- [54] A. Sévigny, *Réseaux d'énergie électrique*, Université du Québec à Trois-Rivières, Canada, Automne 2004.
- [55] D. Shirmohamadi, H.W. Hong, «A compensation based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks», *IEEE Trans. Power Systems*, Vol 3, No 2, Mai 1988.
- [56] Y. Deng, Y. He, B. Zhang, «A branch estimation based state estimation method for radial distribution systems», *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol 17, No 4, Octobre 2002.
- [57] K. V. D Tran, K. Agbossou, M.L. Doumbia, «Interconnected Renewable Energy System in Utility - Unbalanced analysis», in *Conf CCECE 2006: Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Ottawa, May 7-10 2006, pp. 2284-2287.
- [58] K. V. D Tran, K. Agbossou, M.L. Doumbia, «Islanding detection for utility interconnection of multiple dispersed generators», in *Conf CCECE 2008: Canadian*

Conference on Electrical and Computer Engineering, Niagara falls, Ontario, Canada May 4-7 2008 pp. 557-560.

- [59] M.L. Doumbia, K. Agbossou, K. V. D Tran, «Correlation Technique Investigation for Islanding Detection of Inverter Based Distributed Generation», in *Conf. 39th IEEE Power Electronics Specialists (PESC)*, Island of Rhodes, Greece, June 15-19, 2008, pp. 4556-4561.
- [60] M.L. Doumbia, K. Agbossou, K. V. D Tran, «Improved Correlation Technique for Islanding Detection of Inverter Based Distributed Generation», in *Conf. IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Cambridge, UK, June 30-02 July, 2008, pp. 2305-2310.
- [61] J. Yin, L. Chang, C. Diduch, «Recent developments in islanding detection for distributed power generation», in *Conf. Large Engineering systems*, 28-30 July 2004, pp. 124 - 128.
- [62] M. E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, «Prevention of islanding in Grid-connected photovoltaic systems», in *Progress in photovoltaic: research and applicatins*, John Wiley & Sons, 1999, pp. 39-59.
- [63] H. Kobayashi, K. Takigawa, E. Hashimoto, «Method for preventing islanding phenomenon on utility grid with a number of small scale PV systems», in *Conf. Photovoltaic specialists*, Las Vegas, 7-11 Oct 1991, pp. 695-700.
- [64] L. Asiminoaei, R. Teodorescu, F. Blaaberg, U. Borup «A New Method of On-line Grid Impedance Estimation for PV Inverter» in *Proceedings of the 19th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference*, 2004, pp. 1527 – 1533.
- [65] K. Wkoeln, «Method and Device for Measuring Impedance in Alternating Current Networks and Method and Device for Preventing the Formation of Separate Networks», European Patent EP0783702-B, 1999.
- [66] M. E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, «Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention», *IEEE Trans. Energy Conversion*, Vol. 14, No. 3, pp. 810-816, September 1999.

- [67] W. Xu, K. Mauch, S. Martel, «An Assessment of DG Islanding Detection Methods and Issues for Canada», CETC-Varennnes 2004-074 report, Canmet energy technology, Natural resources Canada, July 2004.
- [68] S. C. Sciacca, W. R. Block, « Advanced SCADA concepts», *IEEE Computer Applications in Power*, Vol 8, pp. 23-28, Jan 1995.
- [69] S. D. Stearns, *Digital Signal Processing*. CRC Press, 2003.
- [70] R. M. Gray, L. D. Davisson, *An introduction to Statistical Signal Processing*. Cambridge University Press, 2004.
- [71] O. Tsukamoto, «Detection of islanding of dispersed photovoltaic power systems – A method using correlation technique», in *Proceedings ISES*, pp. 429-434, 23-27 August 1993.
- [72] O. Tsukamoto, T. Okayasu, K. Yamagishi, «Study on islanding of dispersed photovoltaic power systems connected to a utility power grid», *Solar Energy*, Vol 70, No 6, pp. 505-511, 2001.

Annexe A – Liste des publications

- [1] K. V. D Tran, K. Agbossou, M.L. Doumbia, «Interconnected Renewable Energy System in Utility - Unbalanced analysis», in *Conf CCECE 2006: Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Ottawa, May 7-10 2006, pp. 2284-2287.
- [2] K. V. D Tran, K. Agbossou, M.L. Doumbia, «Islanding detection for utility interconnection of multiple dispersed generators», in *Conf CCECE 2008: Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Niagara falls, Ontario, Canada May 4-7 2008 pp. 557-560.
- [3] M.L. Doumbia, K. Agbossou, K. V. D Tran, «Correlation Technique Investigation for Islanding Detection of Inverter Based Distributed Generation», in *Conf. 39th IEEE Power Electronics Specialists (PESC)*, Island of Rhodes, Greece, June 15-19, 2008, pp. 4556-4561.
- [4] M.L. Doumbia, K. Agbossou, K. V. D Tran, «Improved Correlation Technique for Islanding Detection of Inverter Based Distributed Generation», in *Conf. IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Cambridge, UK, June 30-02 July, 2008, pp. 2305-2310.

Annexe B – Code source du programme de calcul d'écoulement de puissance et de traitement du déséquilibre

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Programme pour calculer l'écoulement de puissance %
% et traiter les déséquilibres %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

clear all

load Donnees

a=cos(2*pi/3)+sin(2*pi/3)*sqrt(-1);

%Main;

Size_Noeuds=size(N);

n_Noeud = Size_Noeuds(1,1); %nombre de noeuds

Size_Lignes=size(L);

n_Ligne= Size_Lignes(1,1); %nombre de lignes

for i=1:n_Noeud

    if N(i,1)==0 nSource =i; end

end

%Initialisation

V_noeuds = zeros(n_Noeud,3); %tensions aux noeuds

for i=1:n_Noeud

    if N(i,1)==2

        V_noeuds(i,1)=N(i,2);

        V_noeuds(i,2)=N(i,3)*a^2;

```



```

        V_noeuds(i,3)=N(i,4)*a;

    else

        V_noeuds(i,1)=N(nSource,2);

        V_noeuds(i,2)=N(nSource,3)*a^2;

        V_noeuds(i,3)=N(nSource,4)*a;

    end

end

end

%Itération

Nombre_Iteratif=0;

MaxMis=N(nSource,2);

while MaxMis > 0.0001 & Nombre_Iteratif<200 %pour marquer toutes les
lignes

    I_noeuds = zeros(n_Noeud,6); %courants injectés aux nœuds

    I_lignes = zeros(n_Ligne,6); %courants sur lignes

    sens=zeros(1,n_Ligne); %initialisation d'orientation des courants

    nL_S=0; %nombre de lignes marquées le sens

    %Calcul des courants

    while nL_S < n_Ligne %pour marquer toutes les lignes

        for i=1:n_Noeud

            if (i ~= nSource)

                k=0;

                for j=1:n_Ligne %pour trouver les noeuds extrimités dans
chaque pas

                    if ((sens(1,j)==0) & (L(j,1)==i | L(j,2)==i))

                        k=k+1;

                    end

                end

                end

            if (k==1)

```



```
%Calcul des tensions

N_marques=zeros(1,n_Noeud);

N_marques(1,nSource)=1; %marquer les noeuds

nL_S=0; %nombre de ligne marquée le sens

MaxMis=-1; %valeur initiale de Maxmis

while nL_S < n_Ligne %pour marquer toutes les lignes

    for i=1:n_Noeud

        for j=1:n_Ligne

            if ((N_marques(1,i)==1)&(L(j,1)==i)&(N_marques(1,L(j,2))==0))

                if ((L(j,3)==1)&(L(j,4)==0)&(L(j,5)==0)) %ligne
monophasée -phase a

                    MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,1)-
L(j,6)*I_lignes(j,1)-V_noeuds(L(j,2),1)));

                    V_noeuds(L(j,2),1)=V_noeuds(i,1)-
L(j,6)*I_lignes(j,1);

                end

                if ((L(j,3)==0)&(L(j,4)==1)&(L(j,5)==0)) %ligne
monophasée -phase b

                    MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,2)-
L(j,6)*I_lignes(j,2)-V_noeuds(L(j,2),2)));

                    V_noeuds(L(j,2),2)=V_noeuds(i,2)- L(j,6)*I_lignes(j,2);

                end

                if ((L(j,3)==0)&(L(j,4)==0)&(L(j,5)==1)) %ligne
monophasée -phase c

                    MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,3)-
L(j,6)*I_lignes(j,3)-V_noeuds(L(j,2),3)));

                    V_noeuds(L(j,2),3)=V_noeuds(i,3)- L(j,6)*I_lignes(j,3);

                end

                if ((L(j,3)==1)&(L(j,4)==1)&(L(j,5)==1)) %ligne triphasée

[I_lignes(j,4),I_lignes(j,5),I_lignes(j,6)]=T_ABC_120(I_lignes(j,1),I_lig
nes(j,2),I_lignes(j,3));

                del_V1=L(j,6)*I_lignes(j,4); %direct
```

```

        del_V2=L(j,7)*I_lignes(j,5); %inverse
        del_V0=L(j,8)*I_lignes(j,6); %homopolaire
[del_Va,del_Vb,del_Vc]=T_120_ABC(del_V1,del_V2,del_V0);

        MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,1)-del_Va-
V_noeuds(L(j,2),1)));

        MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,2)-del_Vb-
V_noeuds(L(j,2),2)));

        MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,3)-del_Vc-
V_noeuds(L(j,2),3)));

        V_noeuds(L(j,2),1)=V_noeuds(i,1)-del_Va;
        V_noeuds(L(j,2),2)=V_noeuds(i,2)-del_Vb;
        V_noeuds(L(j,2),3)=V_noeuds(i,3)-del_Vc;

    end

    N_marques(1,L(j,2))=1;

    nL_S=nL_S+1;

end

if ((N_marques(1,i)==1)&(L(j,2)==i)&(N_marques(1,L(j,1))==0))

    if ((L(j,3)==1)&(L(j,4)==0)&(L(j,5)==0)) %ligne
monophasée -phase a

        MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,1)-
L(j,6)*I_lignes(j,1)-V_noeuds(L(j,1),1)));

        V_noeuds(L(j,1),1)=V_noeuds(i,1)-
L(j,6)*I_lignes(j,1);

    end

    if ((L(j,3)==0)&(L(j,4)==1)&(L(j,5)==0)) %ligne
monophasée -phase b

        MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,2)-
L(j,6)*I_lignes(j,2)-V_noeuds(L(j,1),2)));

        V_noeuds(L(j,1),2)=V_noeuds(i,2)- L(j,6)*I_lignes(j,2);

    end

    if ((L(j,3)==0)&(L(j,4)==0)&(L(j,5)==1)) %ligne
monophasée -phase c

```

```

        MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,3)-
L(j,6)*I_lignes(j,3)-V_noeuds(L(j,1),3)));

        V_noeuds(L(j,1),3)=V_noeuds(i,3)- L(j,6)*I_lignes(j,3);

        end

        if ((L(j,3)==1)&(L(j,4)==1)&(L(j,5)==1)) %ligne triphasée
[I_lignes(j,4),I_lignes(j,5),I_lignes(j,6)]=T_ABC_120(I_lignes(j,1),I_lig
nes(j,2),I_lignes(j,3));

        del_V1=L(j,6)*I_lignes(j,4); %direct
        del_V2=L(j,7)*I_lignes(j,5); %inverse
        del_V0=L(j,8)*I_lignes(j,6); %homopolaire
[del_Va,del_Vb,del_Vc]=T_120_ABC(del_V1,del_V2,del_V0);

        MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,1)-del_Va-
V_noeuds(L(j,2),1)));

        MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,2)-del_Vb-
V_noeuds(L(j,2),2)));

        MaxMis=max(MaxMis,abs(V_noeuds(i,3)-del_Vc-
V_noeuds(L(j,2),3)));

        V_noeuds(L(j,1),1)=V_noeuds(i,1)-del_Va;
        V_noeuds(L(j,1),2)=V_noeuds(i,2)-del_Vb;
        V_noeuds(L(j,1),3)=V_noeuds(i,3)-del_Vc;

        end

        N_marques(1,L(j,1))=1;

        nL_S=nL_S+1;

        end

    end

end

Nombre_Iteratif=Nombre_Iteratif+1;

end

MaxMis

Nombre_Iteratif

```

```

I=abs(I_lignes(:,1:3))

for i=1:n_Noeud

    Noeud_3phase=0;

    for j=1:n_Ligne

        if
            ((L(j,1)==i) | (L(j,2)==i)) & (L(j,3)==1) & (L(j,4)==1) & (L(j,5)==1))

            Noeud_3phase=1;

        end

    end

    if (Noeud_3phase==0)

        for j=1:n_Ligne

            if ((L(j,1)==i) | (L(j,2)==i))

                V_noeuds(i,1)=V_noeuds(i,1)*L(j,3);

                V_noeuds(i,2)=V_noeuds(i,2)*L(j,4);

                V_noeuds(i,3)=V_noeuds(i,3)*L(j,5);

            end

        end

    end

end

V=[abs(V_noeuds),angle(V_noeuds)*180/pi]

%Calcul du pourcentage déséquilibre

'Les composantes direct, inverse du courant et le rapport entre invert,
direct dans les lignes triphasées'

for j=1:n_Ligne

    if ((L(j,3)==1) & (L(j,4)==1) & (L(j,5)==1)) %ligne triphasée

        [I_lignes(j,4),I_lignes(j,5),I_lignes(j,6)]=T_ABC_120(I_lignes(j,1),I_lig
nes(j,2),I_lignes(j,3));

        I_lignes(j,6)=abs(I_lignes(j,5))/abs(I_lignes(j,4)); %rapport
inv/dir

        ligne=j

    end

end

```

```

I_dir_inv_rap=[abs(I_lignes(j,4)),abs(I_lignes(j,5)),I_lignes(j,6)]

    end

end

'Les composants direct, inverse de la tension et le rapport entre invert,
direct aux noeuds triphasés'

for i=1:n_Noeud

    Noeud_3phase=0;

    for j=1:n_Ligne

        if ((L(j,1)==i) | (L(j,2)==i)) & (L(j,3)==1) & (L(j,4)==1) & (L(j,5)==1)

            Noeud_3phase=1;

        end

    end

    if (Noeud_3phase==1)

[Vn1,Vn2,Vn0]=T_ABC_120(V_noeuds(i,1),V_noeuds(i,2),V_noeuds(i,3));

        rap=abs(Vn2)/abs(Vn1);

        noeud=i

        V_dir_inv_rap=[abs(Vn1),abs(Vn2),rap]

    end

end

```

Annexe C– Données du réseau d'application

Tableau C-1. Données des lignes

Lignes	Départ	Arrivé	A	B	C	Z_directe (Ω)	Z_inverse (Ω)	Z_homopolaire (Ω)
1	0	1	1	1	1	$1.12 + 3.651i$	$1.12 + 3.651i$	$3.982 + 12.029i$
2	1	2	1	1	1	$0.035 + 0.041i$	$0.035 + 0.041i$	$0.164 + 0.047i$
3	2	18	1	0	0	$0.0861 + 0.012i$	$0.0861 + 0.012i$	$0.0861 + 0.012i$
4	18	19	1	0	0	$0.1008 + 0.014i$	$0.1008 + 0.014i$	$0.1008 + 0.014i$
5	19	20	1	0	0	$0.134 + 0.019i$	$0.134 + 0.019i$	$0.134 + 0.019i$
6	20	21	1	0	0	$0.123 + 0.018i$	$0.123 + 0.018i$	$0.123 + 0.018i$
7	21	22	1	0	0	$0.1008 + 0.014i$	$0.1008 + 0.014i$	$0.1008 + 0.014i$
8	22	23	1	0	0	$0.072 + 0.010i$	$0.072 + 0.010i$	$0.072 + 0.010i$
9	23	24	1	0	0	$0.141 + 0.021i$	$0.141 + 0.021i$	$0.141 + 0.021i$
10	24	25	1	0	0	$0.086 + 0.012i$	$0.086 + 0.012i$	$0.086 + 0.012i$
11	2	17	0	1	0	$0.092 + 0.013i$	$0.092 + 0.013i$	$0.092 + 0.013i$
12	1	3	0	1	0	$0.425 + 0.063i$	$0.425 + 0.063i$	$0.425 + 0.063i$
13	3	4	0	1	0	$0.094 + 0.014i$	$0.094 + 0.014i$	$0.094 + 0.014i$
14	4	5	0	1	0	$0.139 + 0.02i$	$0.139 + 0.02i$	$0.139 + 0.02i$
15	1	6	0	0	1	$0.085 + 0.012i$	$0.085 + 0.012i$	$0.085 + 0.012i$
16	6	7	0	0	1	$0.092 + 0.013i$	$0.092 + 0.013i$	$0.092 + 0.013i$
17	7	8	0	0	1	$0.087 + 0.012i$	$0.087 + 0.012i$	$0.087 + 0.012i$
18	8	9	0	0	1	$0.078 + 0.011i$	$0.078 + 0.011i$	$0.078 + 0.011i$
19	9	10	0	0	1	$0.089 + 0.013i$	$0.089 + 0.013i$	$0.089 + 0.013i$
20	10	11	0	0	1	$0.212 + 0.031i$	$0.212 + 0.031i$	$0.212 + 0.031i$
21	11	12	0	0	1	$0.165 + 0.024i$	$0.165 + 0.024i$	$0.165 + 0.024i$
22	9	13	0	0	1	$0.181 + 0.026i$	$0.181 + 0.026i$	$0.181 + 0.026i$

23	13	14	0	0	1	$0.257 + 0.038i$	$0.257 + 0.038i$	$0.257 + 0.038i$
24	14	15	0	0	1	$0.231 + 0.034i$	$0.231 + 0.034i$	$0.231 + 0.034i$
25	15	16	0	0	1	$0.098 + 0.014i$	$0.098 + 0.014i$	$0.098 + 0.014i$

Tableau C-2. Données des charges et PDs à 11 nœuds

Noeuds	Ident	V_A (V)	V_B (V)	V_C (V)	S_A (VA)	S_B (VA)	S_C (VA)
0	0	18779	18779	18779	$49^{\circ}6 + 9.8^{\circ}6i$	$49^{\circ}6 + 9.8^{\circ}6i$	$49^{\circ}6 + 9.8^{\circ}6i$
1	1	18779	18779	18779	0	0	0
2	1	18779	18779	18779	0	0	0
3	1	0	18779	0		$750 - 2831i$	
4	1	0	18779	0		$24500 + 4975i$	
5	1	0	18779	0		$750 - 2831i$	
6	1	0	0	18779			$24500 + 4975i$
7	1	0	0	18779			$24500 + 4975i$
8	1	0	0	18779			$24500 + 4975i$
9	1	0	0	18779			$750 - 2831i$
10	1	0	0	18779			$24500 + 4975i$
11	1	0	0	18779			$24500 + 4975i$
12	1	0	0	18779			$750 - 2831i$
13	1	0	0	18779			$24500 + 4975i$
14	1	0	0	18779			$24500 + 4975i$
15	1	0	0	18779			$24500 + 4975i$
16	1	0	0	18779			$750 - 2831i$
17	1	0	18779	0		$750 - 2831i$	
18	1	18779	0	0	$24500 + 4975i$		
19	1	18779	0	0	$750 - 2831i$		
20	1	18779	0	0	$24500 + 4975i$		
21	1	18779	0	0	$750 - 2831i$		
22	1	18779	0	0	$24500 + 4975i$		
23	1	18779	0	0	$750 - 2831i$		

24	1	18779	0	0	750 - 2831i		
25	1	18779	0	0	750 - 2831i		

Annexe D– Résultats d'écoulement de puissance obtenus par la simulation EMTP

Nous présentons, dans cette annexe, les résultats des courants circulant dans les lignes de chaque phase du réseau d'application. Ces résultats sont obtenus par la simulation avec le logiciel EMTP.

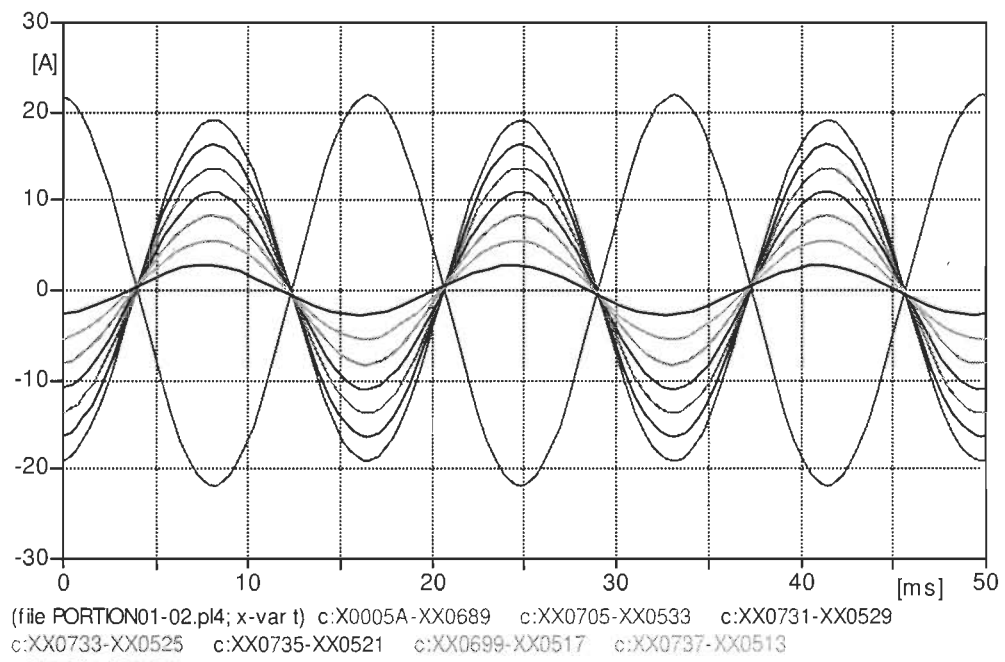


Figure D. 1. Courants circulant dans les lignes de phase A du réseau d'application

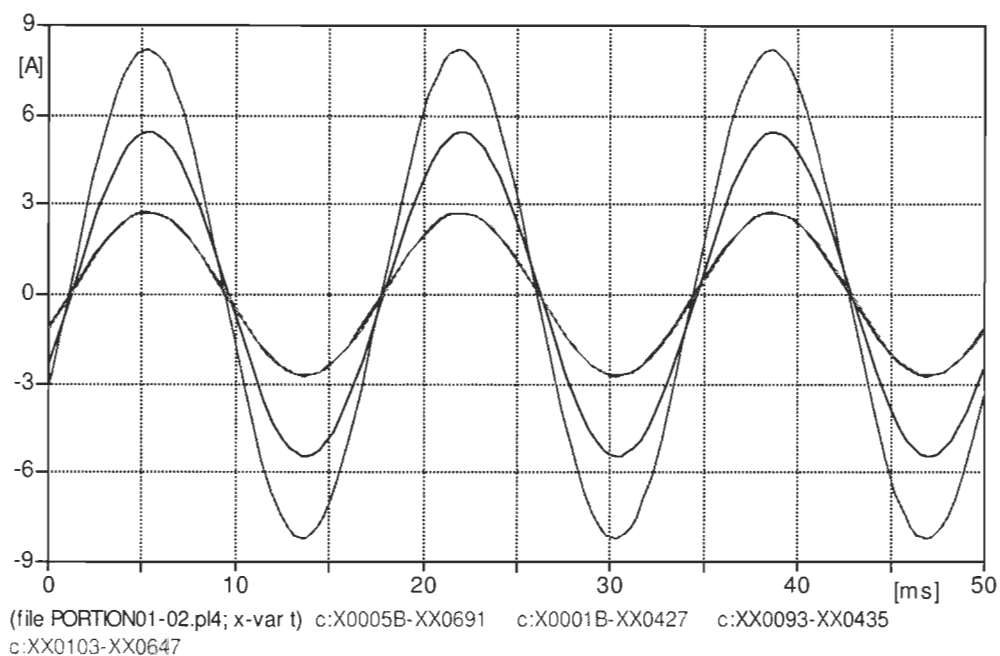


Figure D. 2. Courants circulant dans les lignes de phase B du réseau d'application

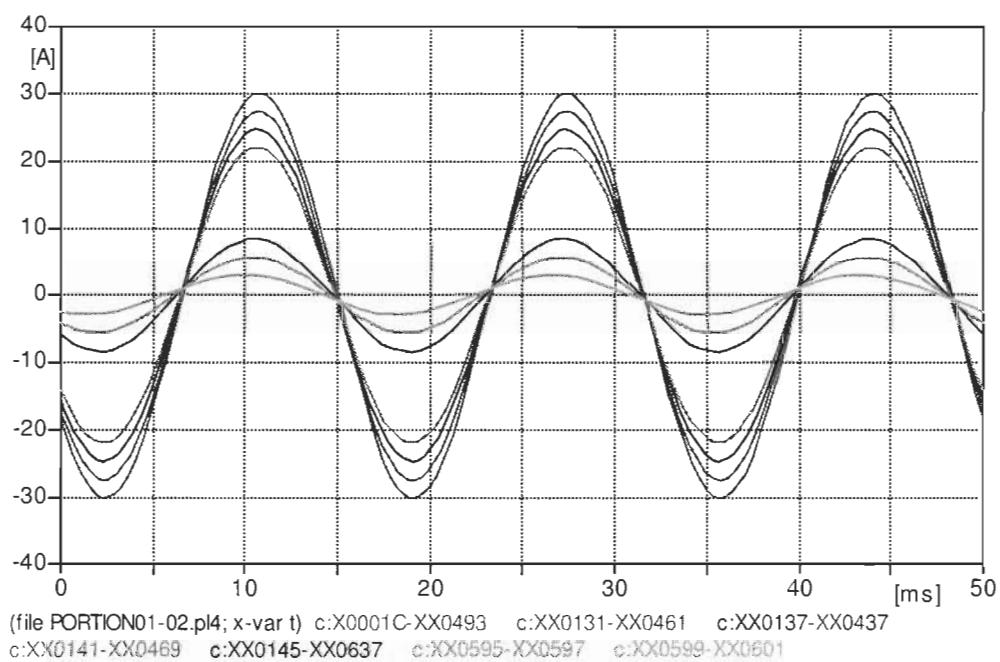


Figure D. 3. Courants circulant dans les lignes (L15-L21) de phase C du réseau d'application

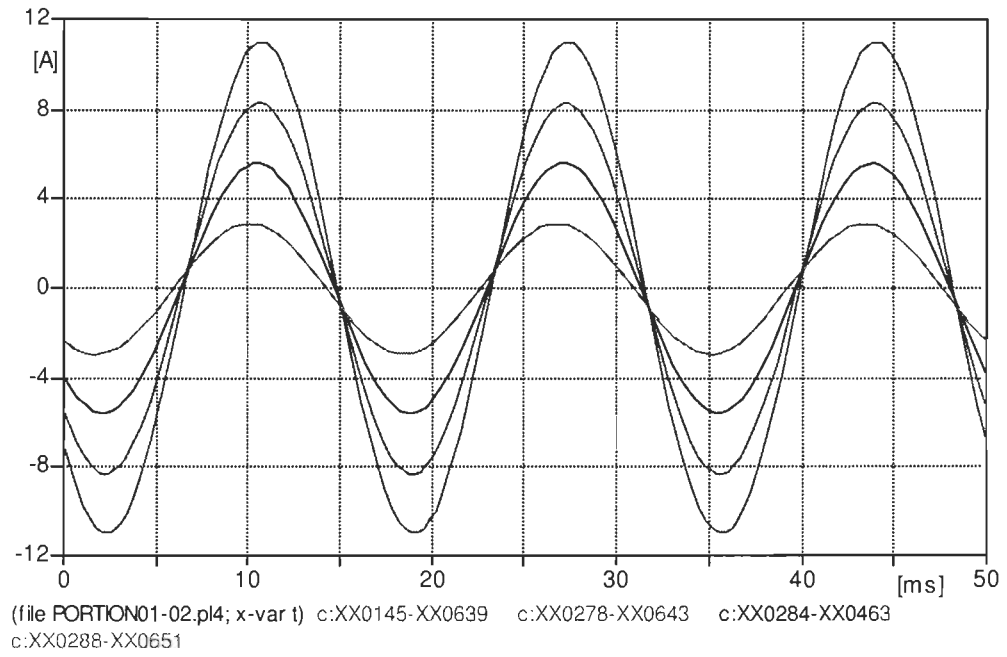


Figure D. 4. Courants circulant dans les lignes (L22-L25) de phase C du réseau d'application

Annexe E– Méthode de détection de l'îlotage basée sur la variation de la puissance et le coefficient de corrélation [25]

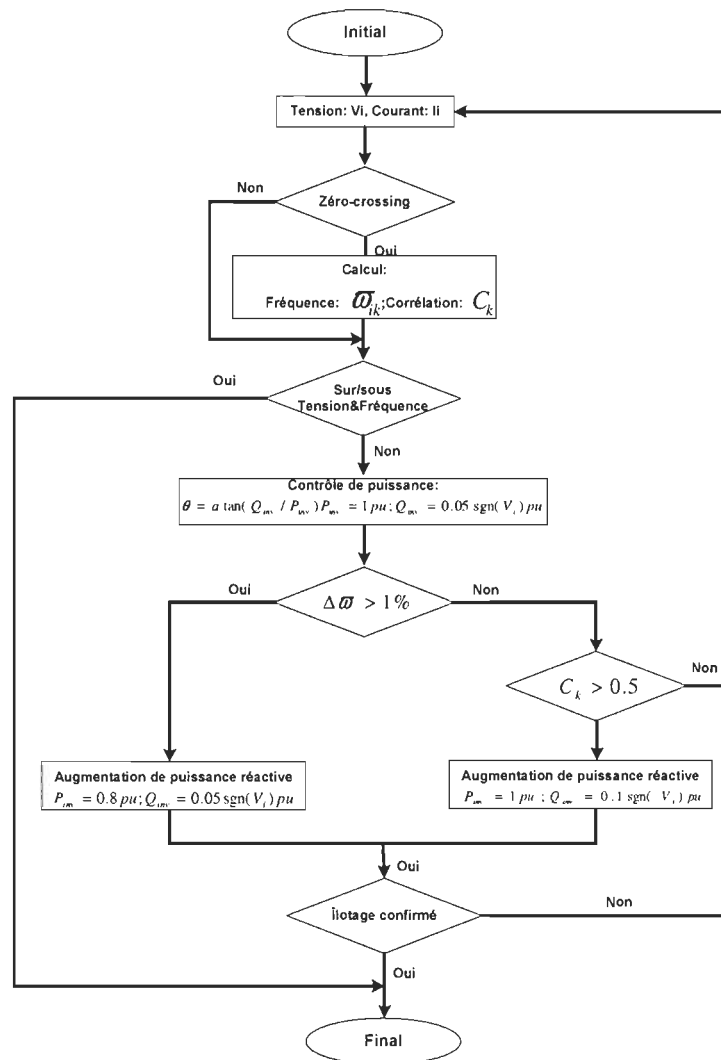


Figure E. 1. Algorithme de la méthode de détection de l'îlotage basée sur la variation de la puissance et le coefficient de corrélation

Annexe F– Schémas de raccordement et de protection des installations de production décentralisée au réseau Hydro-Québec (norme de Hydro-Québec)

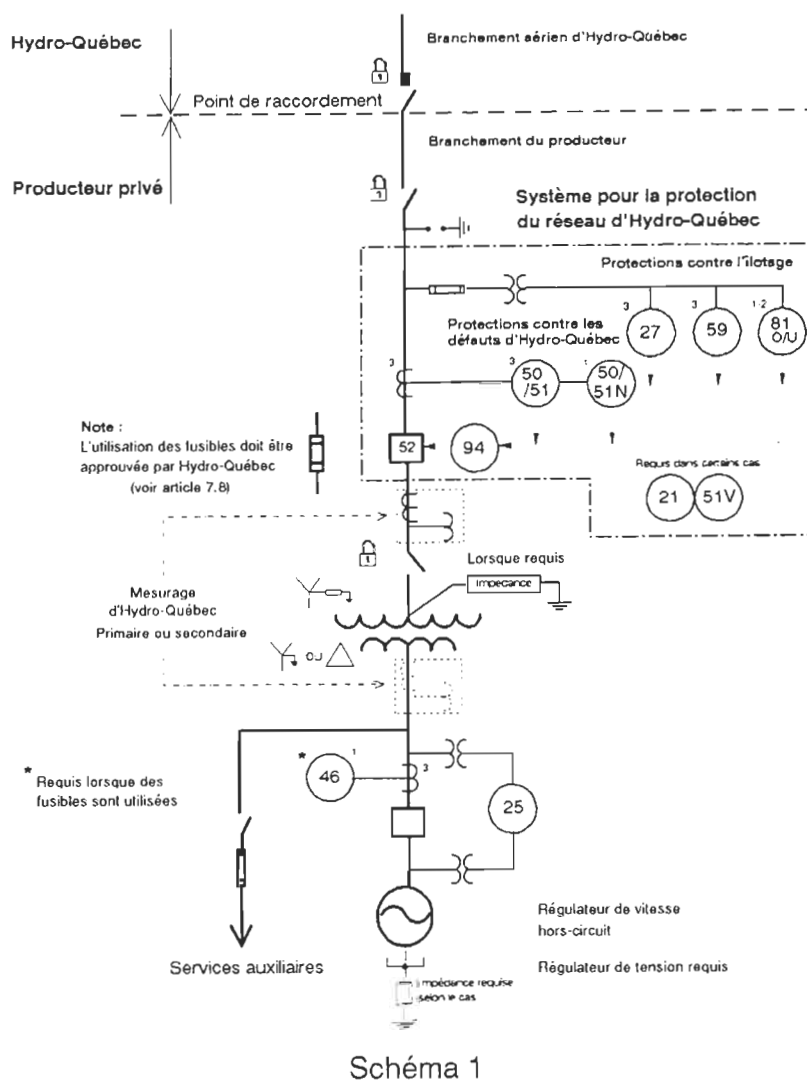


Figure F. 1. Branchement aérien-aérien avec la puissance de PD < 5 MW

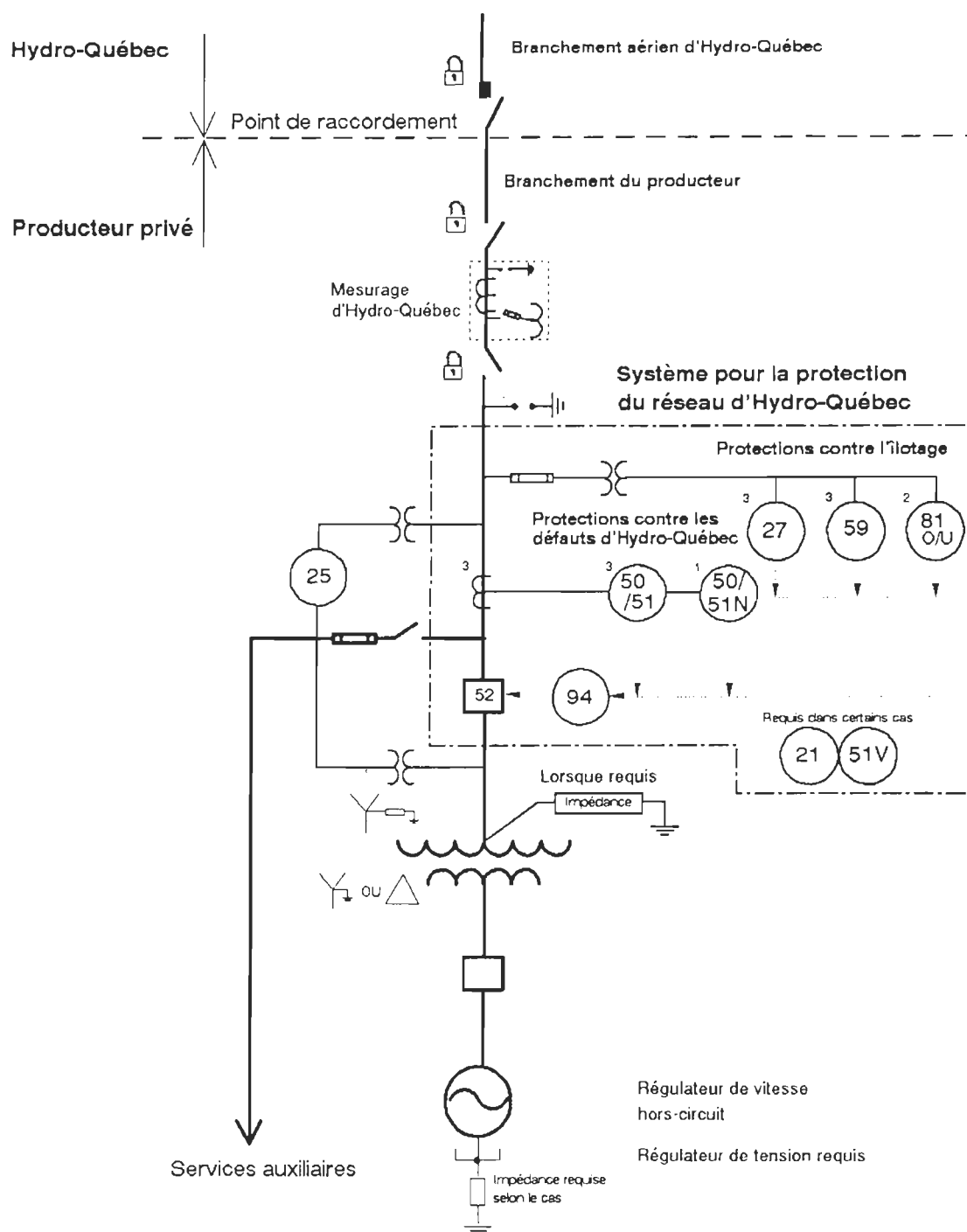


Schéma 2

Figure F. 2. Branchement aérien-aérien avec la puissance de PD > 5 MW

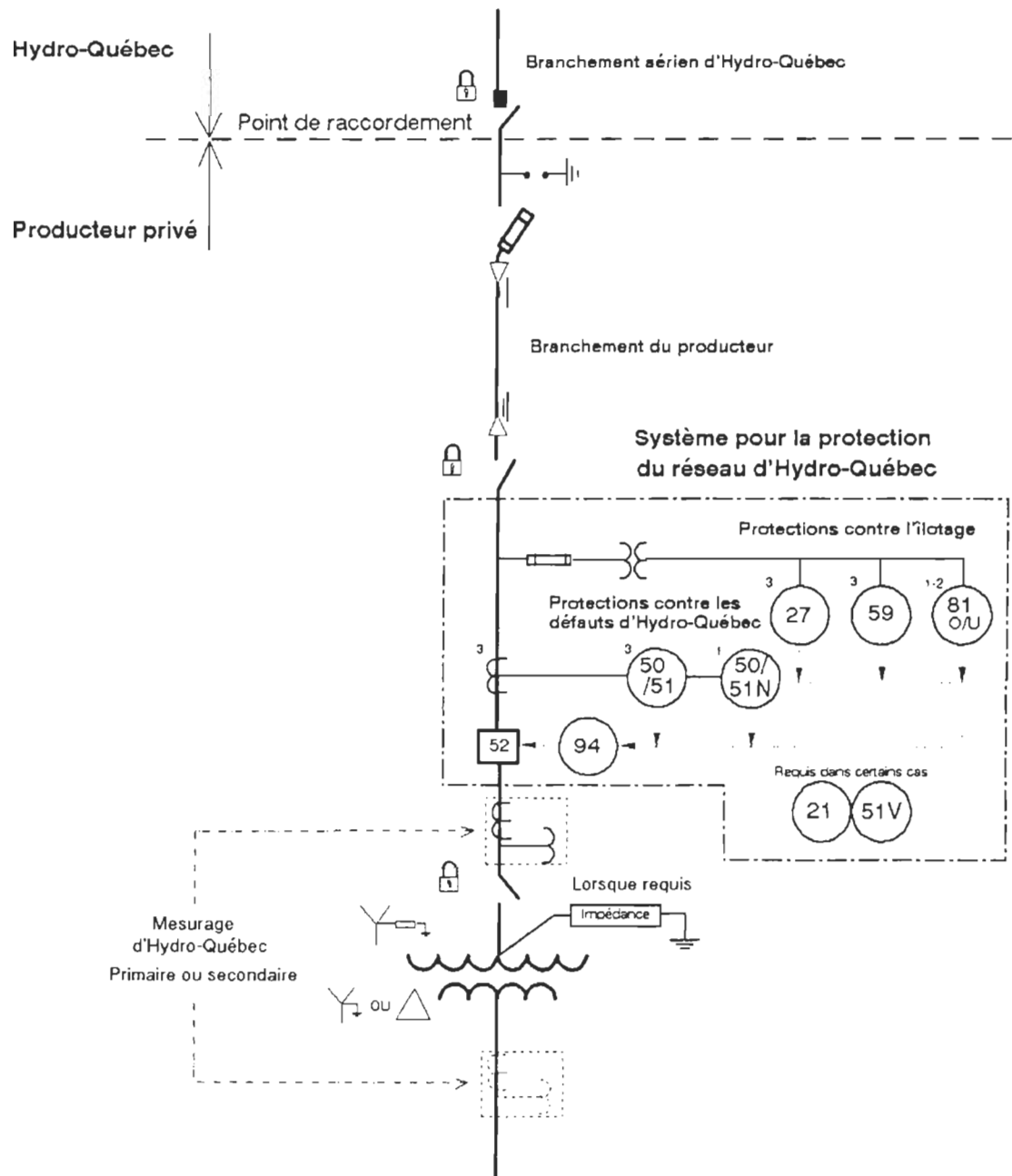


Schéma 3

Figure F. 3. Branchement aérien-souterrain avec la puissance de PD < 5 MW

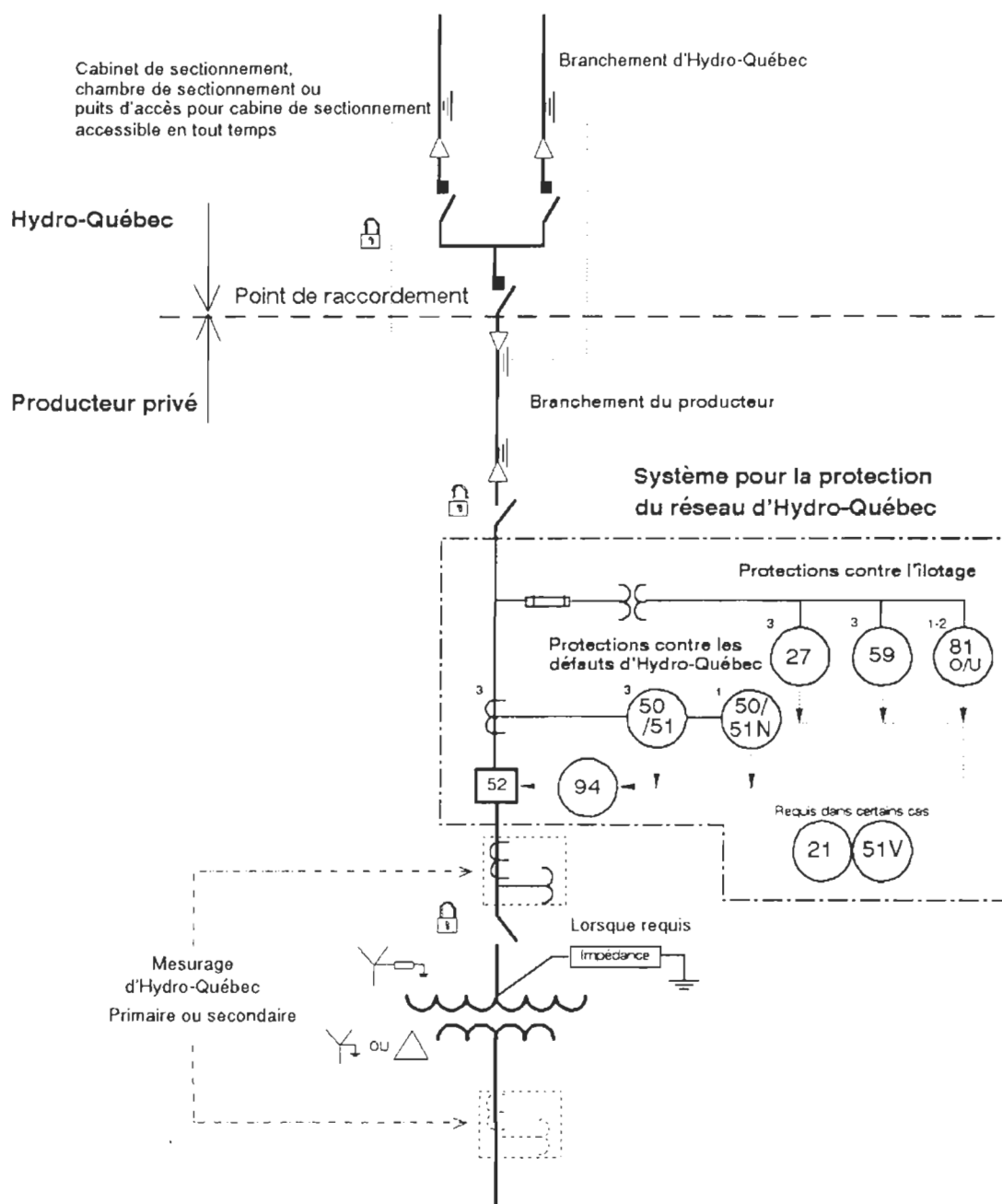


Schéma 4

Figure F. 4. Branchement souterrain-souterrain avec la puissance de PD < 5 MW

Annexe G– Informations techniques à transmettre à Hydro-Québec lors de l'installation d'une production décentralisée [48]

1. Date de mise en service prévue
2. Schéma de localisation des équipements de production
3. Informations générales sur les équipements de production

Type d'alternateur: synchrone ou à induction

Nombre d'unités

Caractéristiques des alternateurs synchrones:

- puissance et tension nominales,
- facteur de puissance nominal,
- réactances X_d , X'_d , X''_d , X'_q , X''_q , X_2 , X_0 ,
- résistance d'armature par phase,
- constante d'inertie H (pour chaque groupe),
- constante de temps T''_d , T'_d .

Caractéristiques des alternateurs asynchrones:

- puissance et tension nominales,

- facteur de puissance à 100 %, 75 % et 50 % de la puissance nominale,
- impédances X_s , R_s , X_r ,
- réactance de magnétisation X_m ,
- réactances X''_d , X_0 ,
- constante d'inertie H (pour chaque groupe),
- constante de temps T''_d .

4. Mode d'exploitation des équipements de production

5. Transformateurs

- puissance et tension nominales,
- impédances de séquence directe et homopolaire,
- résistance des enroulements.

6. Profil annuel de production envisagé

Valeurs mensuelles moyennes pour une année type.

7. Schéma unifilaire de l'installation envisagée

Un schéma de principe comprenant l'indication du couplage pour les transformateurs de puissance, si disponible, est requis.

8. Schéma de commande et de protection

Un schéma de commande et de protection est recommandé.

Annexe H– Contenu des études de protection des producteurs privés [48]

Le producteur privé doit remettre à Hydro-Québec une étude de protection contenant les informations spécifiées dans la présente annexe. Ainsi, Hydro-Québec sera en mesure de déterminer, dans les meilleurs délais, si les systèmes de protection installés à la centrale satisfont aux besoins de protection de son réseau.

Section 1: Introduction

- Brève description du site, du projet et du réseau d'Hydro-Québec;
- Particularités du projet (protection supplémentaire, consigne quelconque, etc.);
- Développements futurs (puissance additionnelle).

Section 2: Caractéristiques des installations et du réseau d'Hydro-Québec

- Schéma unifilaire des installations de la centrale;
- Caractéristiques électriques des transformateurs, des équipements de production et des systèmes de protection.
 - ✓ Alternateurs
 - ✓ Transformateurs
 - ✓ Disjoncteurs (particulièrement le disjoncteur principal)
 - ✓ Inductance ou résistance de MALT
 - ✓ Relais de protection

- ✓ Transformateurs d'instrumentation pour la protection
- ✓ Système d'excitation

Une copie des caractéristiques principales provenant du manuel ou des spécifications techniques du manufacturier est souhaitable (sauf pour les relais homologués par Hydro-Québec).

- Caractéristiques mécaniques des groupes
 - ✓ Constantes d'inertie des turbines et des alternateurs en kg.m² ou MW.s/MVA
- Caractéristiques du réseau d'Hydro-Québec
 - ✓ Schéma unifilaire de la ligne (avec caractéristiques des conducteurs)
 - ✓ Schéma unifilaire du poste
 - ✓ Courbes de réglages des systèmes de protection d'Hydro-Québec et leurs séquences d'opération
 - ✓ Niveaux de court-circuit monophasé et triphasé à la barre du poste d'Hydro-Québec
 - ✓ Tout renseignement pertinent pour l'étude

Section 3: Calcul et analyse des défauts

- Évaluation de l'impédance de MALT
- Calcul des défauts 3 Ø, Ø - T :
 - ✓ À la barre primaire de la centrale
 - ✓ À la barre secondaire de la centrale
 - ✓ À la barre du poste d'Hydro-Québec
 - ✓ Dans un embranchement monophasé près de la centrale
 - ✓ Au point le plus éloigné de la centrale sur la ligne

- ✓ En aval du disjoncteur en réseau (si existant)

Les calculs de défauts doivent être effectués en considérant:

- la contribution d'Hydro-Québec et de la centrale (avec exploitation maximale et minimale des équipements de production)
- la contribution de la centrale seule

Les résultats doivent être présentés sous la forme d'un tableau. Il n'est pas requis de fournir le détail des calculs.

- Vérification de la coordination des fusibles avec les réglages proposés

Section 4: Réglages des relais et courbes de coordination

- Tableau présentant les réglages proposés des relais de protection pour la protection du réseau d'Hydro-Québec ainsi que le temps d'opération de ces relais pour les défauts à étudier
- Courbes de coordination des protections
- Schémas de commande (ou de logique) et de protection

Annexe 1: Prévisions mensuelles de production (en puissance)

Annexe 2: Calcul du papillotement au point de raccordement (si requis)

Annexe 3: Réglages des protections des alternateurs et des transformateurs